

# 家庭向け電力の小売り自由化シミュレーション

2013年2月

東京大学公共政策大学院

経済政策コース1年 江頭 勇太

経済政策コース1年 小柳津 靖之

経済政策コース1年 松場 茜

## 要旨

東日本大震災以降、電力会社の総括原価方式や地域独占体制への疑問が投げかけられるようになった。その一つに、現在、規制部門となっている低圧・電灯需要を含めた全面自由化が挙げられる。しかし、全面自由化により、どのような価格と需給量が実現するのかなど明白でないことも多い。そこで、本研究では、震災や原子力発電等の影響を受けている、東京電力・関西電力・東北電力の3電力会社に焦点を当て、家庭用電力の小売り自由化の影響を定量的に分析した。

本報告書の構成は以下の通りである。まず第1章では、日本の電力業界の概況と自由化の経緯、電力システム改革における論点、電灯需要の価格弾力性に関する先行研究を俯瞰し、本研究の分析対象を明らかにしている。

第2章では、分析の枠組みと分析手法について述べている。本研究では、独占モデル、クールノー寡占モデルによる部分均衡分析を用いており、時系列分析による価格弾力性の推定と需要曲線の導出方法、限界費用と供給力の導出方法を記載した。需要曲線は、価格弾力性が小さく需要の少ない「必須需要」と、弾力性が大きく需要も多い「ピーク需要」の2通り、限界費用曲線は「原発再稼働」と「脱原発」の2通りを求めた。また、特定規模電気事業者(PPS)が一般電気事業者に支払う託送料金の算出方法についても述べている。

第3章は、3電力会社それぞれについてのシミュレーションの結果である。自由化後の独占、複占、会社分割、PPSの新規参入及びPPSの参入阻止に関して、必須需要・ピーク需要別、また、原発再稼働・脱原発別に、現状の価格と需給量との比較を行った。いずれの場合も、ピーク需要、原発再稼働の場合に価格が下落しやすく、必須需要、脱原発の場合に下落しにくいことが明らかとなった。また、PPSの参入を阻止するためには、高額な託送料金を課す必要があり、参入阻止は現実的ではないという結論に至った。

最後に第4章では、分析結果を踏まえ、政策提言を行っている。前述の通り、ピーク需要、原発再稼働時に価格が下落しやすく、家庭用電力の小売り自由化が実現した場合、価格弾力性と限界費用に大きな影響を受けると予想される。そのため、自由化を行う際には、消費者が価格に応じて需給を調整することができるスマートメーターの普及、限界費用の低下を促すコージェネレーションなど発電の効率化、また、PPSの新規参入を促すために託送料金の適正化が求められるだろう。

## 分類(AES JEL Classification による)

L94 Electric Utilities

## [目次]

要旨	1
分類	1
本論	3
1.現状と課題	3
1-1.電力業界の概要	3
1-2.政策上の論点	3
1-3.先行研究	4
1-4.分析対象	5
2.分析手法	6
2-1.分析の枠組み	6
2-2.使用した手法	6
2-3.限界費用曲線の導出	7
2-4.使用したデータ	9
3.分析結果	9
3-1.東京電力管内の分析、シミュレーション結果	9
3-2.関西電力管内の分析、シミュレーション結果	13
3-3.東北電力管内の分析、シミュレーション結果	17
4.まとめと政策提言	21
参考資料一覧	23
参考 1.別掲図表	23
参考 2.統計資料	55
参考 3.参考文献	55

# 本論

## 1.現状と問題

### 1-1.電力業界の概況

1950年11月、GHQの指令で電気事業再編成令と公益事業令が公布され、北海道・東北・東京・北陸・中部・関西・中国・四国・九州の9電力会社が成立、これに沖縄を加えた10の一般電気事業者により電力の発電・送配電・小売りが地域ごとに事実上独占される10電力体制が我が国では採られてきた(図1)。さらに電気事業法による総括原価方式により、電気料金は電力会社が発電・送配電・小売りにあたりかかった全ての原価に一定の事業報酬を加え、控除収益を引くという形式で決定されている(図.末1)。

図1(出典：東京電力)



この体制は、戦後復興期に、料金の変動の抑制と電源開発の責任を明確化し電力の安定供給を達成するという点で一定の役割を果たしてきたと言える。

しかし、東日本大震災以降全国の原子力発電所が停止し、一般電気事業者は消費者に節電を呼び掛けざるを得なくなり、またコスト増による電気料金の値上げ申請も相次いでいる。即ち、料金の変動の抑制と電力の安定供給の両方が揺らいでおり、10電力体制と総括原価方式の存在に疑問が呈されているのである。

### 1-2.政策上の論点

日本における一般電気事業者の高コスト体質、諸外国と比べた電気料金の高さは東日本大震災前から指摘されてきた。(図.末2)

そのため、10電力会社以外の新規事業者の電力の発電・送配電・小売部門への参入を

認める電力自由化が段階的ではあるが行われてきた(図.末 3)。例としては、1995 年には電気事業者に電力を供給する卸供給事業者(IPP)の参入が認められ発電の自由化が行なわれ、2000 年には 2000kW 以上の大口需要家に対する特定規模電気事業者(PPS)による小売りの自由化が認められ、2004 年、2005 年を経て、小売りの自由化範囲は 50kW 以上まで拡大された(図.末 4)。

現在電力自由化で残っている論点としては、契約電力 50kW 以下の低圧・電灯を対象とした小売りの自由化と、さらに現状では PPS による一般電気事業者所有の送電・配電設備の利用は自由化されているとはいえ高い託送料金を支払う必要がある為、送電・配電部門を一般電気事業者から分離する「発送電分離」がある。

この二つについては、経済産業省の電力システム改革専門委員会において議論されており、低圧・電灯を対象とした小売りの自由化については 2012 年 5 月に総括原価方式の廃止も含め決定され、発送電分離についても 2013 年 1 月に発電部門と送電部門を分社化する法的分離案の採用で大筋で合意されている。

ただし、一般電気事業者の反対、発送電分離が法的分離という不徹底な結論に至ってしまったこと、具体的な制度設計といった様々な問題点があり、電力自由化が成功するかどうかははまだ予断を許さない状況である。

### 1-3.先行研究

[電灯需要の価格弾力性に関する先行研究]

電灯需要の価格弾力性を推定した先行研究を表 1 にまとめた。このうち、Matsukawa *et al.*(1993)は沖縄を除く 9 電力会社管区における 1980~1988 年のプール・データを用いて input cost share 関数を推定し、家庭の電灯需要の価格弾力性が 0.37 であるという結論を得ている。また、内閣府(2007)は年次データを用いて産業用も含む電力需要関数を推定し、0.37 という推定値を得ている。谷下(2009)は 1986~1998 年までの 9 地域パネルデータを用いて電灯需要関数を地域ごとに推定しており、短期で 0.5~0.9、長期で 1.0~2.7 という高めの弾力性推定値を得ている。また、同研究では、パネルデータを使用した場合プール・データに比べ弾力性推定値が高く出る傾向が指摘されている。一方、戒能(2009)は総務省「家計調査報告」のデータを用いて所得階層・世代層別に電力消費関数を推定している点が特徴的であり、弾力性の推定値は総平均で 0.83 であるとの結論を得ている。また、世帯当電気代支出が多い中上位所得層や 50 代層以外では弾力性が有意に観察されないとの指摘をしている。このほか、直近の研究として、村岡(2010)が時系列データから電灯需要関数を推定し、0.13 という弾力性推定値を得ている。

海外の研究例としては、例えば、Kamerschen and Porter(2004)が米国の時系列データを用いて家庭用電灯需要関数と電灯料金関数を同時推定し、価格弾力性について 0.85~0.94 との推定結果を得ている。

表1 弾力性推定に関する先行研究

	国	データ	推定期間	推定値	備考
Matsukawa <i>et al.</i> (1933)	日本	プール	1980-88	0.37	
Kamerschen and Porter(2004)	米国	時系列	1973-98	0.85-0.94	
戒能(2009)	日本	時系列	1981-08	0.83	
谷下(2009)	日本	パネル	1986-06	0.6-0.92	地域別
内閣府(2007)	日本	時系列	1986-05	0.37	産業用含む
村岡(2010)	日本	時系列	1970-08	0.13	

[電力自由化に関する先行研究]

日本の電力自由化について定量的に分析した研究は多くない。蓮池・金本(2005)は電力自由化後の卸取引市場についてシミュレーション分析を行い、クールノー競争のケースでは電力価格が効率的な水準の約6倍に上昇するとの結果を得ている。また、長期契約の導入やフリッジ・プレイヤーの参入によって電力会社の市場支配力を低下させることができることを示している。また、内閣府(2007)は90年代後半以降の電力市場の規制緩和による消費者余剰の増分を推計し、2005年度までに5兆6,630億円の消費者余剰の増加が生じたとしている。一方、村岡(2010)は費用便益分析の手法を用いて電力小売り全面自由化の分析を行い、自由化による便益がメーター設置や紛争処理などの費用を上回ることから、全面自由化が支持されるとの結論を得ている。

1-4.分析対象

本稿ではわが国の電灯市場を分析対象とするが、そのなかでも市場規模や東日本大震災との関連などから東京電力、関西電力、東北電力管内の電灯市場を分析の対象として選んだ。なお、ここでいう「電灯」には厳密には家庭用だけでなく商店や事務所向けなども含まれているが、データの都合上家庭用だけを抽出することができなかつたため、本分析ではこれらを一括して扱っている点をあらかじめ断わっておく。

## 2.分析手法

### 2-1.分析の枠組み

現在、規制価格が定められている電力市場において自由化が実現した場合、電力事業者はどのような価格を設定するのだろうか。本研究では、部分均衡分析を用いて、自由化のシミュレーションを行うこととする。部分均衡分析を用いる理由として、以下の3点が挙げられる。まず、現状の電力市場においては、価格が規制されているため、他の財の消費を考慮する必要がない点。次に、需要曲線と限界費用曲線を推定することにより、部分均衡分析を用いてシミュレーションを行うことが容易である点。そして、蓮池・金本(2005)の研究においても、部分均衡分析を用いて電力の寡占市場を評価している点である。以上の3点から、部分均衡分析を用いて家庭用電力市場の自由化のシミュレーションを行うことは妥当であると考えられる。

### 2-2.使用した手法

本研究では、市場への参入企業数に応じて、独占モデルとクールノー寡占モデルを用い、実現する価格、数量の変化と余剰の分析を行う。そのため、電力市場の需要曲線と限界費用曲線を推定する必要がある。需要曲線は、需要の価格弾力性を時系列分析で推定し、一組の価格と数量のペアを代入することで導出できる。ここでは、価格弾力性が低く需要量が少ない「必須需要」と、価格弾力性が高く需要量が多い「ピーク時」の2通りの需要曲線を求めた。限界費用曲線は、一般電気事業者と特定規模電気事業者のそれぞれについて導出している。本節で順に手法を述べることとする。

#### 2-2-1.需要の価格弾力性の推計

まず、必須需要の価格弾力性は、1980年度から2008年度の年次データを用いた時系列分析により推計した。被説明変数は電灯の消費量、説明変数は電気代の消費者物価指数、ガス代の消費者物価指数、各電力会社管内の域内総生産、管内の人口または契約口数、各電力会社所在地の冷房度日、暖房度日とした。

ピーク時の価格弾力性についても、2000年から2012年の2月、7月、8月の月次データを用いた時系列分析を行った。被説明変数は電灯の消費量、説明変数は電気代の消費者物価指数、実質化した家計消費支出、7月及び8月のダミー変数、また、各電力会社の所在地で特に低温、または高温を記録した月があればその該当月にダミーを入れた。

なお、必須需要、ピーク時ともに、Box-Jenkins法に基づき、DF-GLS検定により定常性を確認し、ARIMAモデルを用いた。

#### 2-2-2 逆需要曲線の推計

2-2-1で述べた方法により、需要の価格弾力性が求められる。ここで、需要の価格弾力性と、数量と価格の一組のペアを選べば、線形の逆需要関数を導出することができる。必須

需要については、数量は 2008 年度 1 年間の電灯消費量を 365（日）×24（時間）で除した値を用いて、平均的な 1 時間あたりの電灯消費量とした。価格は 2008 年度の従量電灯 B の 3 段階目料金に、燃料費調整額を上乗せした値とした。一方、ピーク時については、数量は 2008 年度の 1 時間あたりの最大出力に、販売電力合計に占める電灯消費量の割合を乗じた値を用いて、1 時間あたりの電灯の最大出力としている。価格は、上記の最大出力を記録した月の従量電灯 B の 3 段階目料金に、その月の燃料費調整額を上乗せした値とした。これらを踏まえ、必須需要とピーク時の 2 つの需要曲線を描くことができる。

## 2-3.限界費用曲線の導出

### 2-3-1.一般電気事業者の限界費用曲線

一般電気事業者の限界費用曲線は、原発再稼働と脱原発の 2 通りについて求めた。まず、各電源の限界費用の算定方法について述べる。電源は原子力、水力、火力発電の 3 つであり、各電力会社は限界費用の低い電源から順に使用していくとする。原子力及び水力の限界費用はゼロとする。火力の限界費用は、後白・竹内・波多野・松尾・水谷（2005）にならない、使用する燃料（石炭、LNG、石油、都市ガス、軽油など）別に以下の式より求めた。燃料単価は、財務省貿易統計より 2006 年度から 2010 年度の輸入単価の平均値を求め、熱量は、前掲の後白・竹内・波多野・松尾・水谷（2005）の数値を、発電効率及び所内率は各電力会社の資料の数値を用いた。

$$\text{限界費用} = \frac{\text{燃料単価}}{\text{熱量} \times \text{発電効率} \times (1 - \text{所内率}) \times 2.78 \cdot 10^{-1}}$$

次に、一般電気事業者の供給力は、経済産業省の「来夏の供給力内訳」と各電力会社の資料により、原発再稼働と脱原発の 2 通りの供給力を算定した。いずれの場合も、「来夏の供給力内訳」または各電力会社の資料の設備容量を基準として、震災後に運転を停止していたが近いうちに再開の見込みがある発電所、現在建設中または建設計画、出力増強計画の発電所の供給力を加えている。一方、他社の発電所や他社との共同発電所の供給力のうち、各電力会社が受電する割合が明らかでないものは、捨象した。また、長期計画停止中の発電所の供給力も除いた。

脱原発の場合は、原子力発電所の供給力を除き、震災前まで運転を停止していたが震災後に再稼働した発電所、震災後に緊急設置電源として発電を始めた発電所の供給力を追加した。原発再稼働の場合は、震災前と同じ状況になると仮定し、原子力発電を含めるが、震災後に再稼働した発電所と緊急設置電源は供給力に含めていない。これらの供給力を燃料ごとに足し合わせ、そこに販売電力合計に占める電灯消費量の割合を乗じることにより、階段状の電灯の限界費用曲線を描くことができる。

### 2-3-2.特定規模電気事業者の限界費用曲線

特定規模電気事業者（以下、PPS）は、石炭や LNG など特定の燃料を使用して火力発電



を行うと仮定する。石炭や LNG の燃料単価は、一般電気事業者と同じ値であるとする。供給量は、各一般電気事業者の原発再稼働時の規模を 1 として、PPS はその 2 分の 1 の規模と 5 分の 1 の規模の 2 通りを想定した。クールノー寡占モデルを用い、PPS が新規参入した場合にどのような価格と数量が実現するのか、何社の PPS が参入すれば現状の規制価格よりも低い価格が実現するのかについて、シミュレーション分析を行った。

現在、特別高圧需要と高圧需要では、一般電気事業者が他の事業者に電気を託送し、その対価として託送料金を受け取ることができるが、低圧需要である家庭用電力には託送の仕組みがない。そこで、家庭用電力市場の自由化により、PPS が一般電気事業者に託送料金を支払って新規参入すると考える。このとき、PPS の限界費用は、一般電気事業者の限界費用に託送料金を上乗せした値となる。また、PPS が支払う託送料金は、一般電気事業者の供給者余剰として計上する。

### 2-3-3. 託送料金の算出と参入阻止

特別高圧需要及び高圧需要の託送料金の算定方法は、各一般電気事業者のホームページで公開されている。低圧需要で託送料金を設定する場合も、同様の算定方法を用いることができると考えて算出した。

一般電気事業者がこの託送料金を引き上げれば、PPS の参入を阻止することができるだろう。PPS の利潤がゼロになるまで託送料金を引き上げるとすると、PPS の限界費用は以下のように求められる。

添え字の数字は、一般電気事業者を 1、PPS を 2 とする。逆需要関数を

$$p = a - b(q_1 + q_2)$$

とおき、2 社がクールノー競争を行うと考える。PPS の利潤  $\pi_2$  がゼロになる  $c_2$  の値を求めるには、

$$\max_{q_i} \{a - b(q_1 + q_2)\}q_i - c_i q_i$$

$$\pi_2 = (p - c_2)q_2 - F = 0$$

を解けばよい。よって、

$$c_2 = \frac{a + c_1 - 3\sqrt{bF}}{2}$$

となる。ここで、 $F$  は固定費を指す。 $F$  は、コスト等検証委員会が試算した燃料別の建設費、もしくは東京都が計画中の都市ガス発電所の建設費を  $365$  (日)  $\times 24$  (時間)  $\times 30$  (耐用年数) で除したもので、1 時間あたりの平均的な固定費と考えた。

以上のように、需要曲線は必須需要とピーク時、限界費用曲線は原発再稼働と脱原発の計 4 種類の場合について、それぞれ独占、クールノー寡占、会社分割、PPS の新規参入、PPS の参入阻止のシミュレーションを行った。なお、需要の価格弾力性については、上下  $\pm 50\%$  の幅で感度分析を行った。感度分析は、参考資料を参照のこと。

## 2-4.使用したデータ

### 2-4-1. 東京電力管内の分析に使用したデータ

電灯需要の価格弾力性の推計には、電気事業連合会「電力統計情報」、総務省「消費者物価指数」、「人口推計」、内閣府「県民経済計算」、日本エネルギー経済研究所『エネルギー経済統計要覧』2012年度版を用いた。

東京電力とPPSの限界費用曲線の推計には、東京電力ホームページ、資源エネルギー庁『電力需給の概要』2004年度版、財務省「貿易統計」、後白・竹内・波多野・松尾・水谷「電力会社とガス会社の合併による経済効果に関する分析」、東京都環境局ホームページを使用した。

また、託送料金の推計には東京電力ホームページを、PPSの固定費用の推計には東京都環境局ホームページを使用した。

### 2-4-2. 関西電力管内の分析に使用したデータ

関西地域の価格弾力性を推定するにあたっては、電気事業連合会「電力統計情報」や総務省「消費者物価指数」、内閣府「県民経済計算」、日本エネルギー経済研究所『エネルギー経済統計要覧 2012年版』などのデータを使用した。また、関西電力の供給力および限界費用を求めるにあたっては、財務省「貿易統計」や経済産業省「2012夏期の供給力内訳」などを使用した。さらに、低圧託送料金を算出する際には関西電力が公開している「一般電気事業者託送供給夜間料金算定規則フロー」を参考にした。

### 2-4-3. 東北電力管内の分析に使用したデータ

弾力性の推計には、電気事業連合会「電力統計情報」、総務省「消費者物価指数」、内閣府「県民経済計算」、気象庁「気象統計情報」を用いた。限界費用の推計には、経済産業省「来夏の供給力内訳」、東北電力ホームページ、東北電力「環境行動レポート2011」、財務省「貿易統計」、託送料金の推計には、東北電力及び電気事業連合会のホームページを参照した。

## 3.分析結果

### 3-1.東京電力管内の分析、シミュレーション結果

#### 3-1-1.東京電力管内の需要曲線の導出

東京電力管内における電灯需要に対する必須需要とピーク需要に対応する需要曲線を以下の手順で導出した。

まず、需要の価格弾力性をBox-Jenkins法で求めた。東京電力管内の電灯需要の自然対数を被説明変数にとり、電気代のCPI等の他の変数を自然対数をとった上で説明変数とする。Granger因果性検定とdfgls検定で変数を選別かつ階差を何段階取るか決定し、最後に自己相関・移動平均(ARIMA)を加えてAIC,BICが一番小さいモデルを選んだ。モデルにつ

いては、以下のとおりとなった。また、回帰分析の結果は表[東京].末 1 と表[東京].末 2 のとおりである。

必須需要(使用したデータは 1980~2008 年度の年次データ)

$$\text{diff\_log(mwh)}_2 = \alpha + \beta_1 \text{diff\_log(dcpit)}_2 + \beta_2 \text{diff\_log(pgdpt)}_2 + \beta_3 \text{diff\_log(home)}_2 + \beta_4 \text{diff\_log(hot)}_2 + \beta_5 \text{diff\_log(cool)}_2 + \text{MA}(1,2)$$

diff\_log(mwh)\_2: 東京電力管内での電灯消費量の自然対数の二階階差

diff\_log(dcpit)\_2: 関東圏内の電気代の CPI の自然対数の二階階差

diff\_log(pgdpt)\_2: 関東+山梨県の一人当たり GDP の自然対数の二階階差

diff\_log(home)\_2: 関東+山梨県の電灯契約戸数の自然対数の二階階差

diff\_log(hot)\_2: 東京の暖房度日の自然対数の二階階差

diff\_log(cool)\_2: 東京の冷房度日の自然対数の二階階差

ピーク需要(使用したデータは、2000 年~2012 年の 2,7,8 月の月次データ)

$$\text{lmwh} = \alpha_p + \beta_{p1} \text{lcpit} + \beta_{p2} \text{sdummy1} + \beta_{p3} \text{sdummy2}$$

lmwh: 2,7,8 月の東京電力管内での電灯消費量の自然対数

lcpit: 2,7,8 月の関東圏の電気代の CPI の自然対数

sdummy1: 7 月ダミー

sdummy2: 8 月ダミー

以上二つのモデルから、 $\beta_1$  である  $-0.122164$  を必須需要の価格弾力性、 $\beta_{p1}$  である  $-0.5619769$  をピーク需要の価格弾力性とする。これと、2008 年度の電灯消費量  $96058614 \text{ MWh}$  を  $365 \times 24$  時間で割って求めた 1 年を通した平均的な 1 時間当たりの電灯需要  $10966 \text{ MW}$  と 2008 年度の従量電灯 B 三段階目平均料金  $24.37$  円により必須需要の需要曲線  $P = 223.84154 - 0.01819Q$  (図[東京].末 1) を、電力消費がピークとなった 2008 年 8 月 8 日 15:00~16:00 の電灯消費量  $20461 \text{ MW}$  とその時の従量電灯 B 三段階目平均料金  $24.13$  円によりピーク時の需要曲線  $P = 67.0981 - 0.0021Q$  (図[東京].末 2) をそれぞれ導出した。

### 3-1-2 .東京電力の限界費用曲線の導出

東京電力の限界費用曲線を以下の要領で導出した。まず限界費用を使用燃料ごとに求める。水力と原子力については 0 と置く。石炭・LNG・石油・軽油については、財務省貿易統計から 2006~2010 年度の平均輸入価格を、都市ガスについては東京都が発電所新規建設に当たって想定している価格を使い、まず単位当たりの費用を求める。更に後白・竹内・波多野・松尾・水谷(2005)にならい、燃料ごとの熱量、発電効率と所内率を使い、限界費用に変換した。所内率については東京電力サステナビリティレポート 2010 から最新の 2009 年度の値  $3.8\%$  を、発電効率については東京電力の HP から最新の 2009 年度の値  $0.469$  を採用する。以上の仮定から、東京電力の石炭・LNG・都市ガス・石油・軽油の限界費用は、それぞれ  $2.83$ 、 $7.48$ 、 $10.13$ 、 $11.08$ 、 $12.06$  (円/kWh) となった。

次に使用燃料ごとの供給力を求める。これは、脱原発シナリオと原発再稼働シナリオそ

れぞれについて求めた。具体的には、東京電力でんき予報掲載の平成 24 年 5/18 時点の「東京電力の電源設備（供給力の内訳）」を基本にし、使用燃料については『電力需給の概要』で調べる。離島発電や使用燃料が特定できない他社火力発電等を捨象し、増出力運転や完成間近の発電所の出力を加えてベースの供給力をまず求める。更に、長期計画停止から震災後に再稼働した火力発電所や緊急設置電源の出力を含めたものを脱原発の供給力、これらを含まず、廃炉にするかが未確定の福島第一（5,6 号機）、福島第二、柏崎刈羽、東海第二の発電設備量を含めたものを原発再稼働の供給力とする。最後に、電灯消費量の販売電力合計に対する割合の 2006~2010 年度の 5 年平均である 0.336031262 を掛けて電灯需要のみに対する東京電力の供給力とする。以上の仮定より、東京電力の限界費用曲線は図[東京]. 末 3、4 のように求まった。

### 3-1-3. 特定規模電気事業者(PPS)の限界費用曲線の導出

家庭向け電力の自由化後、関東圏に大規模な PPS が参入した場合の分析を後に行なうため、PPS の限界費用曲線を導出する。

PPS の運営する発電所について、発電効率や所内率について詳細なデータを得られなかったため、ここでは東京都が新規に建設を予定している 100 万 kW 級の都市ガス火力発電所の仕様を参考にして限界費用を求める。東京電力の限界費用曲線の場合と同様に後白・竹内・波多野・松尾・水谷（2005）にならひ、7.68(円/kWh)と導出された。更に、東京電力は PPS に対して託送料金を付加すると思われるので、まず東京電力の『託送料金の算定』を参照し送電・高圧配電関連費の低圧固定費、低圧可変費、低圧需要家費と低圧配電費を合計し、それを平成 24~26 年度の予想平均需要量で割り低圧・電灯需要の平均託送料をまず求めた。これに特別高圧や高圧における従量託送料の平均託送料に対する平均割合である 0.6 を掛けて、5.33 円/kWh を託送料とした。よって PPS の限界費用は合計 13.01(円/kWh)となる。

一方の PPS の供給力は、原発を再稼働した場合の東京電力の総供給力の 1/2 もしくは 1/5 を仮定した。以上より、PPS の限界費用曲線は図[東京]. 末 5 のように求まった。

### 3-1-4. 独占、複占シミュレーション

家庭向け電力の小売りが自由化され、かつ総括原価方式も撤廃された場合の分析を行う。まず自由化後、関東圏に新規参入事業者が一社も入らずに東京電力の独占になった場合と、東京電力と同規模の設備を持つ PPS が参入し複占になった場合のシミュレーションを行う。（ただしこの場合は、託送料は考慮しない）結果は、表[東京]. 1、表[東京]. 2 のようになった。

必須需要の独占や複占の際の価格上昇は非現実的であるが、これは弾力性の低い時間帯や消費者に対して東京電力が大幅に価格を吊りあげる可能性を示すものである。一方、弾力性の高いピーク時については複占でほぼ現状と同じ価格となり、これは消費者の価格弾

力性が大きければ市場に価格付けを任せても問題ないことを示す。

表[東京].1(詳細は、表[東京].末3に記載。ピーク時の現状は2008年8月現在のものである為、脱原発の供給力では充足できないことに注意)

脱原発						
	必須需要			ピーク需要		
	独占	クールノー	現状	独占	クールノー	現状
総供給量(MW)	6,075	8,204	10,966	14,195	18,926	20,461
均衡価格(円/kWh)	113.34	74.61	24.37	37.29	27.35	24.13

表[東京].2(詳細は、表[東京].末4に記載)

原発再稼働						
	必須需要			ピーク需要		
	独占	クールノー	現状	独占	クールノー	現状
総供給量(MW)	6,153	8,204	10,966	14,195	20,490	20,461
均衡価格(円/kWh)	111.92	74.61	24.37	37.29	24.07	24.13

### 3-1-5. 会社分割シミュレーション

次に、東京電力を2、5、10社に分割した場合のシミュレーションを行った。やはりこちらでも、弾力性の低い必須需要のときは会社を分割してもなかなか価格が下がらない。また注目すべきは、原発を再稼働した際の価格下落の早さである。必須需要でも10社に分割すれば現状より価格が下がり、ピーク需要なら5社分割で十分である。よって会社分割は、東京電力の限界費用を効率化してから行うべきだと言えるだろう。

表[東京].3(詳細は、表[東京].末5に記載)

脱原発						
	必須需要			ピーク需要		
	2社	5社	10社	2社	5社	10社
分割数	2社	5社	10社	2社	5社	10社
総供給量(MW)	7,930	9,910	10,810	17,984	19,490	19,500
均衡価格(円/kWh)	79.59	43.58	27.21	29.33	26.17	26.15

表[東京].4(詳細は、表[東京].末6に記載)

原発再稼働						
	必須需要			ピーク需要		
	2社	5社	10社	2社	5社	10社
分割数	2社	5社	10社	2社	5社	10社

総供給量(MW)	8,204	10,245	11,050	18,926	22,230	23,190
均衡価格(円/kWh)	74.61	37.48	22.84	27.35	20.42	18.4

### 3-1-6 .PPS 参入シミュレーション

最後に、家庭向け電力自由化後 PPS が関東圏に参入してくるシミュレーションを行う。結果は表[東京].末 7、表[東京].末 8 のようになった。表に記載してあるのは、PPS が 1 社参入した場合と、現状より価格が下がる数まで参入した場合である。

表から見てとれるのは、PPS が参入してくるシナリオでは、東京電力の状態が脱原発でも原発再稼働でも均衡価格に与える影響はわずかだということである。

また、ここでも弾力性の低い必須需要の際には、PPS を多く参入させてもなかなか価格が現状より下がらず、現状より価格を下げるには 16 社もの参入が必要となってしまう。この時各 PPS は供給力を大きく余らせているので、設備の大きい PPS を参入させることを考えるよりも、PPS の限界費用を規制による託送料金の値下げや研究支援等により下げることを目指すべきである。

また、表[東京].末 9 には、東京電力が PPS の参入を阻止するために必要な託送料金を掲載した。これは、東京都の新規建設予定の都市ガス発電所の計画書から建設費やインフラ接続費の項目を調べ、これと PPS の供給力の仮定より、PPS の 1 時間当たりの固定費を求めた上で、クールノー競争になった場合に PPS の利益がゼロになるために必要な託送料金の金額である。結果は、3-1-3 で導出した託送料金の 5~20 倍と非現実的であり、東京電力が PPS の参入を食い止めることは事実上不可能と言える。更に、東京電力の 1/5 の供給力を持つ PPS の参入を止めるために東京電力がより高い託送料金を付けることが必要であることから、あまり規模の大きくない PPS が有利であることもわかる。

### 3-1-7. 感度分析

東京電力管内の電灯需要の価格弾力性は 3-1-1 で求めたが、必須需要、ピーク需要とも 10% 水準でも有意でない。そのため、弾力性をそれぞれ 1.5 倍または 0.5 倍した上でこれまでのシミュレーションを再び行なった。結果は、表[東京].末 10~表[東京].末 23 の通りである。やはり弾力性が低ければ価格が上昇し、高ければ価格は下落する。

## 3-2. 関西電力管内の分析、シミュレーション結果

### 3-2-1. 関西地域の逆需要関数

以下のような対数型の需要関数を Box-Jenkins 法により推定することで、関西電力管内における電灯需要の価格弾力性を求めた。

$$\ln D_t = \alpha + \beta \ln P_t + \sum_i^k \gamma_i Z_{it} + u_t$$

ここで、 $D$  は電灯需要量 (MWh)、 $P$  は電灯価格 (円/kWh)、 $Z_i$  は価格以外の需要量に影

響を与えうる変数、 $u$  は誤差項であり、 $t$  は時間を表す添え字である。上式における  $\beta$  の推定値  $\hat{\beta}$  が価格弾力性の推定値となる。

Box-Jenkins 法による推定結果を表[関西].末 1、末 2 に示す。推定の結果、関西地域の電灯需要の価格弾力性は必須需要時で 0.26、ピーク時で 0.78 であるとの結論を得た。

次に、逆需要関数を導出するにあたり、2008 年度における必須需要時およびピーク時の電灯価格・発電量をそれぞれ以下のようにして求めた。まず、関西電力ホームページ内のプレスリリースより、2008 年度の価格（従量電灯 B 3 段階目料金+燃料調整費）の平均値は 25.63 円/kW、ピークを記録した月の価格は 26.04 円/kW であったことがわかった。必須需要時の需要量については、電気事業連合会「電力統計情報」の「電灯電力需要使用電力量」のうち「電灯合計」の値 (49,226,556MWh) を  $365 \times 24$  で割ることにより求めた。一方、ピーク時の需要量については同統計の「最大電力」の値に 2008 年度の販売電力合計に占める電灯の割合 (0.338) を乗じた値を用いた。ちなみに、2008 年度の需要量ピークを記録したのは、8 月 5 日 15 時であった。

表[関西].1 関西電力管内の価格・需要量

	価格	需要量
必須需要時	26.04 円/kW	5,619MW
ピーク時	25.63 円 kW	10,422MW

上記の弾力性推定値および価格・発電量のペアから関西地域の電灯の逆需要関数を導出したところ、次の表[関西].2 のとおりとなった。図[関西].末 1 は、これらの逆需要関数を図示したものである。

表[関西].2 関西地域の電灯逆需要関数

必須需要時	$p = 126 - 0.178q$
ピーク時	$p = 58 - 0.032q$

### 3-2-2. 関西電力の限界費用

関西電力の限界費用を算出するにあたり、発電効率については電気事業連合会「電力統計情報」における「燃料実績」の「熱効率」のうち「発電効率」について 2006～2010 年度の平均値を使用した。また、所内率については、同じく「電力統計情報」より「発電電力量(発電電力量)」の「自社発電所所内用」のうち「火力」の数値を、「供給力」のうちの「火力計」の数値で除することで求め、それらの 2006～2010 年度の平均値を使用した。以上のようにして求めた発電効率、所内率を表[関西].末 3 に示す。

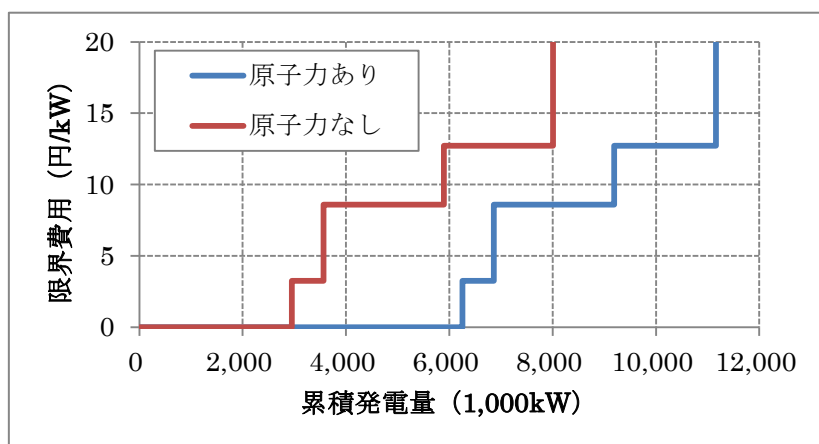
以上で算出した数値をもとに、関西電力の火力発電の限界費用を計算した結果、次のような値を得た。

表[関西].3 関西電力の限界費用

石炭火力	LNG 火力	石油火力
3.25 円/kW	8.59 円/kW	12.72 円/kW

次に、経済産業省「2012 夏期の供給力内訳」をもとに、関西電力が有する発電所の設備容量を合計することにより各電源の供給力を求めた。この際、長期計画停止中の発電所および他社発電のうち関西電力の購入割合が不明なものについては供給力に含めないこととした。さらに、原子力ありの場合については東日本大震災後に運転再開された火力発電所（海南火力発電所 2 号機）の設備容量分を差し引き、一方、原子力なしの場合については原子力発電の分を差し引いたうえで「火力増出力」分を加えることによって両ケースにおける供給力を算出した。以上のようにして求めた関西電力の原子力あり・なし別の限界費用曲線を図[関西].1 に示す。

図[関西].1 関西電力の限界費用曲線



### 3-2-3. PPS の限界費用

関西地域の PPS の電源としては石炭火力を想定し、熱効率や所内率については電源開発株式会社が現在計画中の竹原火力発電所新 1 号機の数値を便宜的に用いた。また、PPS の供給力については関西電力の供給力の 1/5 であるとした場合および 1/2 とした場合の 2 ケースに分けて分析を行う。

さらに、PPS が関西電力に支払う低圧託送料金を関西電力の資料より算出し、先に求めた発電の限界費用と託送料金を合計した値を PPS の限界費用とした。

表[関西].4 PPS の限界費用と供給力

限界費用			供給力	
発電費用	託送料	合計	関電の 1/2	関電の 1/5
3.23 円/kW	5.08 円/kW	8.31 円/kW	5,580 千 kW	2,232 千 kW



#### 3-2-4. 現状の分析

まず、関西地域における実際の電灯価格と需要量について改めて確認しておく。図[関西].末 3 の灰色の点線が現状における価格・発電量を示したものであるが、この図から、現状の電灯価格は関西電力がプライス・テイカーであるとした場合の均衡価格よりも高くなっており、発電量が過小となっているのがわかる。

#### 3-2-5. 独占シミュレーション

自由化後に関西電力の独占となった場合におけるピーク時および必須需要の市場均衡を図[関西].末 4 に示す。まずピーク時について見ると、独占の場合、原発ありのケースで価格は 33.5 円/kW、発電量は 7,913 千 kW となり、原発なしのケースで価格は 35.6 円/kW、発電量は 7,259 千 kW となる。

一方、必須需要のケースでは、原発ありのケースで価格は 63.1 円/kW、発電量は 3,540 千 kW となり、原発なしケースでは価格は 64.7 円/kW、発電量は 3,440 千 kW となる。

#### 3-2-6. 対称的複占シミュレーション

ここでは、自由化後の新規参入者として関西電力と全く同じ供給力および費用構造をもつ事業者を想定し、両社がクールノー競争を行った場合に価格と発電量がどのような水準になるかシミュレーションを行う。まず、ピーク時について見ると、原発ありのケースでは価格は 19.5 円/kW、総発電量は 12,368 千 kW となり、原発なしのケースでは価格は 25.2 円/kW、総発電量は 1,055 千 kW となる。

一方、必須需要のケースでは、原発あり・なしの場合ともに価格は 42.1 円/kW、総発電量は 4,720 千 kW となる。

#### 3-2-7. 会社分割シミュレーション

図[関西].末 5 は、関西電力を 2~10 社に均等に分割した場合の価格と総発電量の推移を示したものである。まず、ピーク時について見ると、価格が現状よりも低くなるためには少なくとも 3 社への分割が必要であり、その際の価格は 24.2 円/kW となる。また、4 社以上に分割した場合は各社ともに供給力いっぱいまで発電するため、価格および総発電量は分割数に関係なく一定となる。

一方、必須需要のケースでは、4 分割した段階で価格は現状以下である 25.2 円/kW まで下がり、10 社に分割した場合は価格は 14.4 円/kW まで下がる。

#### 3-2-8. 新規参入シミュレーション

図[関西].末 6 は、新規参入する PPS の数によって価格と総発電量がどのように推移するのかわかを示したものである。まず、PPS の供給力を関西電力の供給力の 1/5 とした場合について見てみる。この場合、ピーク時に価格が現状よりも低くなるためには、原発ありのケ

ースで 2 社、原発なしのケースで 3 社程度の新規参入が必要であるとの結果となった。一方、必須需要の場合、価格が現状よりも低くなるためには、原発あり・なしのケースともに 5 社程度の新規参入が必要であるとの結果となった。

次に、PPS の供給力を関西電力の 1/2 とした場合について見ると、ピーク時では原発あり・なしのケースともに 1 社の参入が生じた段階で価格は現状よりも低くなるとの結果を得た。一方、必須需要のケースでは、価格が現状よりも低くなるためには、原発あり・なしのケースともに 5 社程度の新規参入が必要であるとの結果となった。

### 3-2-9. 参入阻止シミュレーション

PPS の参入を阻止しようとした場合に関西電力が設定する託送料金を求めた。その際、PPS の発電所建設費用は 23 万円/kW とし、耐用年数は 30 年とした。その結果、関西電力が PPS の参入を阻止するためには、PPS の供給力が関西電力の 1/5、1/2 のケースともにピーク時で約 28 円/kW、必須需要時では約 60 円/kW もの託送料金が必要であるとの結論を得た。

### 3-2-10. 感度分析

価格弾力性を±50%した場合の感度分析結果を図[関西].末 7 に示す。

## 3-3. 東北電力管内の分析、シミュレーション結果

### 3-3-1. 必須需要の価格弾力性

東北電力の必須需要の弾力性は、2 回階差を取った時系列分析を行ったが、P 値が 0.746 と高く信頼性に欠けていたため、9 電力会社のパネルデータにより求められた-0.156 をその代替指標として採用した。

### 3-3-2. ピーク時の価格弾力性

ピーク時の弾力性は、DF-GLS 検定で電気代及び実質家計消費支出の 1 回階差を取れば定常化した。AIC が-107.8788、BIC が-93.14056 と最小となった AR(2),MA(3)の結果を用いると、弾力性は約-0.218 である。ただし、弾力性は有意ではないため、必須需要の場合と合わせて、±50%の範囲で感度分析を行った。

### 3-3-3. 必須需要の需要曲線

必須需要の価格弾力性を 0.156、代入する価格を 24.37 円、需要量を 2817MW とすると、逆需要関数は、

$$p = 180.5879 - 0.055455q$$

と求められる。

#### 3-3-4.ピーク時の需要曲線

同様に、ピーク時の価格弾力性を 0.218、代入する価格を 24.17 円、需要量を 4533MW とすると、逆需要関数は、

$$p = 135.2939 - 0.024515q$$

と求められる。

#### 3-3-5.東北電力の限界費用曲線の推定

熱効率と所内率は、東北電力の 2006 年から 2010 年の平均値を用い、それぞれ 41.208%、4.24% とする。燃料別の限界費用は、水力及び原子力が 0 円/kWh、石炭火力が 3.23 円/kWh、LNG 火力が 8.55 円/kWh、石油火力が 12.67 円/kWh、軽油火力が 13.79 円/kWh と求められる。供給力は、販売電力合計のうち電灯消費量が占める割合である、30.76%（2006 年から 2010 年の平均値）を設備容量に乘じ、電灯分の供給力としている。

##### 3-3-5-1.原発再稼働の限界費用曲線

上記の方法により、原発再稼働の場合、0～1990MW は水力と原子力、1990～3159MW は石炭火力、3159～5523MW は LNG 火力、5523～6107MW は石油火力により発電するものとする。

##### 3-3-5-2.脱原発の限界費用曲線

同様にして、脱原発の場合、0～983MW は水力、983～2152MW は石炭火力、2152～4738MW は LNG 火力、4738～5322MW は石油火力、5322～5562MW は軽油火力により発電するものとする。震災後に LNG 及び軽油の火力発電所を増強している。

#### 3-3-6. PPS の限界費用曲線と低圧託送料金の算定

まず、PPS の発電にかかる限界費用は、電源開発株式会社（JPOWER）が計画している石炭火力の竹原火力発電所新 1 号機をモデルとし、3.23 円/kWh とおく。次に、PPS は東北電力に託送料金を支払ったうえで、東北電力管内に供給すると考える。東北電力の低圧需要の託送料金は、ホームページの「接続供給料金の算定プロセス」から求めることとする。なお、他の 2 社と比較して詳細な算定方法が入手できず、正確性にやや劣る方法で求めざるをえなかった。

総原価から送電・高圧配電関連費を抽出すると、3996 億円と算定されている。ここに電源開発促進税と事業税を加えた後、特別高圧需要、高圧需要、低圧需要に振り分けられていると考えられる。3996 億円のうち、特別高圧需要の送電・高圧配電関連費が 379 億円、高圧需要の送電・高圧配電関連費が 1482 億円とされている。また、電気事業連合会の統計より、電源開発促進税が 285.43 億円、事業税が 139.79 億円である。よって、

$$\begin{aligned}
& \text{低圧需要の送電・高圧配電関連費} \\
& = \text{送電・高圧配電関連費} + \text{電源開発促進税} + \text{事業税} - \text{特別高圧需要の送電・高圧配電関連費} \\
& \quad - \text{高圧需要の送電・高圧配電関連費} \\
& = 2560.22 \text{ 億円}
\end{aligned}$$

と求められる。これを 2011 年の電灯電力合計（販売電力合計から特別高圧及び高圧需要の電力を引いたものに等しい）28787175MWh で除した、8.89 円/kWh を平均託送料金とする。このうち 6 割を従量託送料金として先述の発電コストに加えた、8.564 円を PPS の限界費用とする。供給力は、東北電力の 2 分の 1 規模 (3054MW) と 5 分の 1 規模 (1221MW) の 2 通りを考える。

### 3-3-7. シミュレーション結果

まず現状では、必須需要は価格が 24.37 円、需給量が 2817MW、ピーク時は価格が 24.17 円、需給量が 4533MW である。以降のシミュレーションでは、現状の価格と需給量との比較を行う。なお、価格は小数点第 3 位を、需給量は小数点第 1 位を四捨五入して記載している。消費者余剰、生産者余剰等は参考資料に記載した。

#### 3-3-7-1 独占

原発再稼働の場合、必須需要では価格が 91.91 円、需給量が 1599MW、ピーク時では価格が 69.27 円、需給量が 2693MW である。脱原発の場合、必須需要では価格が 91.91 円、需給量が 1599MW、ピーク時では価格が 71.92 円、需給量が 2585MW となる。いずれの場合も、現状より価格が上昇し、需給量が減少していることが分かる。

#### 3-3-7-2. クールノー複占

東北電力と同規模の企業が参入し、2 社でクールノー競争を行うと考える。原発再稼働の場合、必須需要では価格が 62.36 円、需給量が 2132MW（1 社あたり 1066MW）、ピーク時では価格が 50.8 円、需給量が 3447MW（1 社あたり 1723MW）である。脱原発の場合は、必須需要、ピーク時ともに、原発再稼働の場合と同様の結果となった。

#### 3-3-7-3. 会社分割

東北電力を均等に 2 社、5 社、10 社に分割することを考える。つまり、東北電力の 2 分の 1 の規模の企業が 2 社、5 分の 1 の規模の企業が 5 社、10 分の 1 の規模の企業が 10 社になるという 3 つの場合を想定し、それぞれについてクールノー競争を行うとする。

原発再稼働の場合、2 社分割では、必須需要の価格が 62.36 円、需給量が 2132MW（1 社あたり 1066MW）、ピーク時の価格が 50.8 円、需給量が 3447MW（1 社あたり 1723MW）である。5 社分割では、必須需要の価格が 32.8 円、需給量が 2665MW（1 社あたり 533MW）、

ピーク時の価格が 29.67 円、需給量が 4308MW（1社あたり 862MW）である。10社分割では、必須需要の価格が 19.36 円、需給量が 2907MW（1社あたり 291MW）、ピーク時の価格が 20.07 円、需給量が 4700MW（1社あたり 470MW）となる。

脱原発の場合、2社分割では、必須需要、ピーク時ともに原発再稼働と同じ価格、需給量となる。5社分割では、必須需要の価格が 37.22 円、需給量 2585MW（1社あたり 517MW）、ピーク時は原発再稼働の場合と同じである。10社分割では、必須需要の価格が 24.19 円、需給量が 2820MW（1社あたり 282MW）となり、ピーク時は原発再稼働の場合と同じである。

原発再稼働、脱原発、必須需要、ピーク時のいずれの場合においても、2社及び5社分割では現状より価格が高く、需給量が少ないが、10社分割では現状より価格が下落し、需給量が増加することが分かる。

#### 3-3-7-4 PPS の新規参入

新規参入する PPS は、東北電力の 2 分の 1 規模 (3054MW) と、5 分の 1 規模 (1221MW) の 2 通りを考える。ここでは、PPS が 1 社参入した場合、価格と需給量がどのように変化するか、PPS が何社参入すれば、現状よりも価格が低下するのかという 2 点について述べる。

まず、原発再稼働の場合、東北電力の 2 分の 1 規模の PPS が 1 社参入すると、必須需要では価格が 63.05 円、需給量が 2119MW（東北電力が 1137MW、PPS が 983MW）、ピーク時では価格が 47.95 円、需給量が 3563MW（東北電力が 1956MW、PPS が 1607MW）となる。5 分の 1 規模の PPS が 1 社参入すると、必須需要は 2 分の 1 規模の場合と同じであるが、ピーク時には価格が 54.3 円、需給量が 3304MW（東北電力が 2083MW、PPS が 1221MW）となり、PPS が上限まで供給することが分かる。また、2 分の 1 規模、5 分の 1 規模ともに、必須需要では PPS が 9 社参入すれば、価格が現状より低い 23.42 円、需給量は 2834MW（東北電力が 422MW、PPS が 1社あたり 268MW）となる。ピーク時では PPS が 6 社参入すれば、価格が現状より低い 23.33 円、需給量は 4567MW（東北電力が 952MW、PPS が 1社あたり 603MW）となる。

同様にして、脱原発の場合、2 分の 1 規模の PPS が 1 社参入すると、必須需要では価格が 64.13 円、需給量が 2100MW（東北電力が 1098MW、PPS が 1002MW）、ピーク時では価格が 49.03 円、需給量が 3519MW（東北電力が 1868MW、PPS が 1651MW）となる。5 分の 1 規模の PPS が 1 社参入すると、必須需要は 2 分の 1 規模の場合と同じであり、ピーク時は価格が 54.3 円、需給量が 3304MW（東北電力が 2083MW、PPS が 1221MW）となり、原発再稼働時と同様、PPS が上限まで供給する。価格が現状より下落する参入者数は、原発再稼働の場合と同じである。

このように参入企業数が少ないときには、脱原発の場合に価格が上昇することが分かる。

### 3-3-7-5.PPSの参入阻止

東北電力の2分の1規模、または5分の1規模のPPSが新規参入するのを阻止するには、PPSの限界費用をいくらまで引き上げる必要があるのかを求めた。原発再稼働の場合、2分の1規模のPPSに対しては、必須需要では1kWあたり89.26円、ピーク時では68.38円まで、5分の1規模のPPSに対しては、必須需要では同じく89.26円、ピーク時では68.5円まで引き上げる必要がある。脱原発の場合、2分の1規模のPPSに対しては、必須需要では90.87円、ピーク時では68.37円まで、5分の1規模のPPSに対しては、必須需要では同じく90.87円、ピーク時では68.5円まで引き上げる必要がある。東北電力がPPSの参入を阻止するには、このような高い限界費用をPPSに課すように託送料金を引き上げなければならない。

## 4. まとめと政策提言

各地域における脱原発時の価格に関するシミュレーション結果を以下の表.4-1にまとめた。

以上のシミュレーション結果を踏まえ、今後の電力政策についていくつか提言を行う。まず、必須需要とピーク時の価格を比較して分かるとおり、独占やクールノー競争の場合の均衡価格は需要の価格弾力性に大きく依存する。本シミュレーションではピーク時の方が価格弾力性が高いため、同じ新規参入数でも均衡価格は必須需要よりも低くなる。したがって、電灯料金を低く抑えるという観点からは、スマートメーターの普及など需要者が価格をリアルタイムに把握し価格の変化に応じて適切に電気消費量を変えられるような環境の整備が必要と言える。また、このように電灯料金を「見える化」することは電気消費量の平準化を促し、電力供給の安定性や効率性向上にも資するものである。

次に、PPSの供給力と均衡価格の関係について見ると、必須需要のケースではもともとの需要量が小さいためPPSの供給力の多寡によって価格が影響を受ける度合いは小さい。これに対し、需要量の大きいピーク時ではPPSの供給力の大きさによって均衡価格がかなり異なっているのがわかる。当然、1社あたりの供給力が大きい方が同じ参入数でも均衡価格が低くなり、消費者余剰の増加につながる。しかし、発電所の建設コストなどを考えれば新規参入者の供給力を現状よりも大幅に増大させることは難しく、それよりも託送料金を引き下げるなど新規参入者の限界費用を小さくするような施策を検討すべきではないだろうか。また、中長期的には、コンバインドサイクルやコジェネなどより効率の高い発電技術を実現することもPPSの発電費用面での競争力を強化することにつながるであろう。

最後に、本分析の課題について述べる。本分析のシミュレーション結果は、電灯需要の価格弾力性と一般電気事業者およびPPSの限界費用に大きく依存している。電灯需要の価格弾力性については一部の地域で有意に推定できていない場合もあり、今後は使用するデータやモデルの再検証が必要である。また、限界費用の推計については、燃料

費以外の可変費用を考慮していない点、発電ユニットごとの熱効率の違いを考慮していない点、再生可能エネルギーなど原子力・水力・火力以外の電源を供給力に含めていない点などが課題として挙げられる。これらの要素は分析結果の大枠に影響を与えうるものではないが、より精緻な分析を行うという意味では今後取り組んでいくべき課題であるといえよう。このほか、本シミュレーションを行うにあたっては多くの仮定を置いており、分析結果は慎重に解釈する必要がある。

以上のように、本稿は依然として多くの課題を抱えているが、電力自由化という重要なテーマに対して客観的・定量的な分析結果を示すことができた点において一定の意義を有しているものと考えている。

表.4-1 シミュレーション結果まとめ

東京電力										
必須需要					ピーク時					
価格	現状	独占	供給力		現状	独占	供給力 1/2		供給力 1/5	
			1/2,1/5	1社 16社			1社	3社	1社	3社
24.37	113.34	78.96	24.02		24.13	37.29	29.12	22.72	32.42	22.72

関西電力										
必須需要					ピーク時					
価格	現状	独占	供給力		現状	独占	供給力 1/2		供給力 1/5	
			1/2,1/5	1社 5社			1社	1社	3社	
26.04	64.72	44.84	23.96		25.63	35.6	25.13	32.09	22.98	

東北電力										
必須需要					ピーク時					
価格	現状	独占	供給力		現状	独占	供給力 1/2		供給力 1/5	
			1/2,1/5	1社 9社			1社	6社	1社	6社
24.37	91.91	63.05	23.42		24.17	71.92	47.95	23.33	54.3	23.33

参考資料一覧

参考 1.別掲図表

図.末 1(出典：東京電力)



図.末 2(出典：資源エネルギー庁)

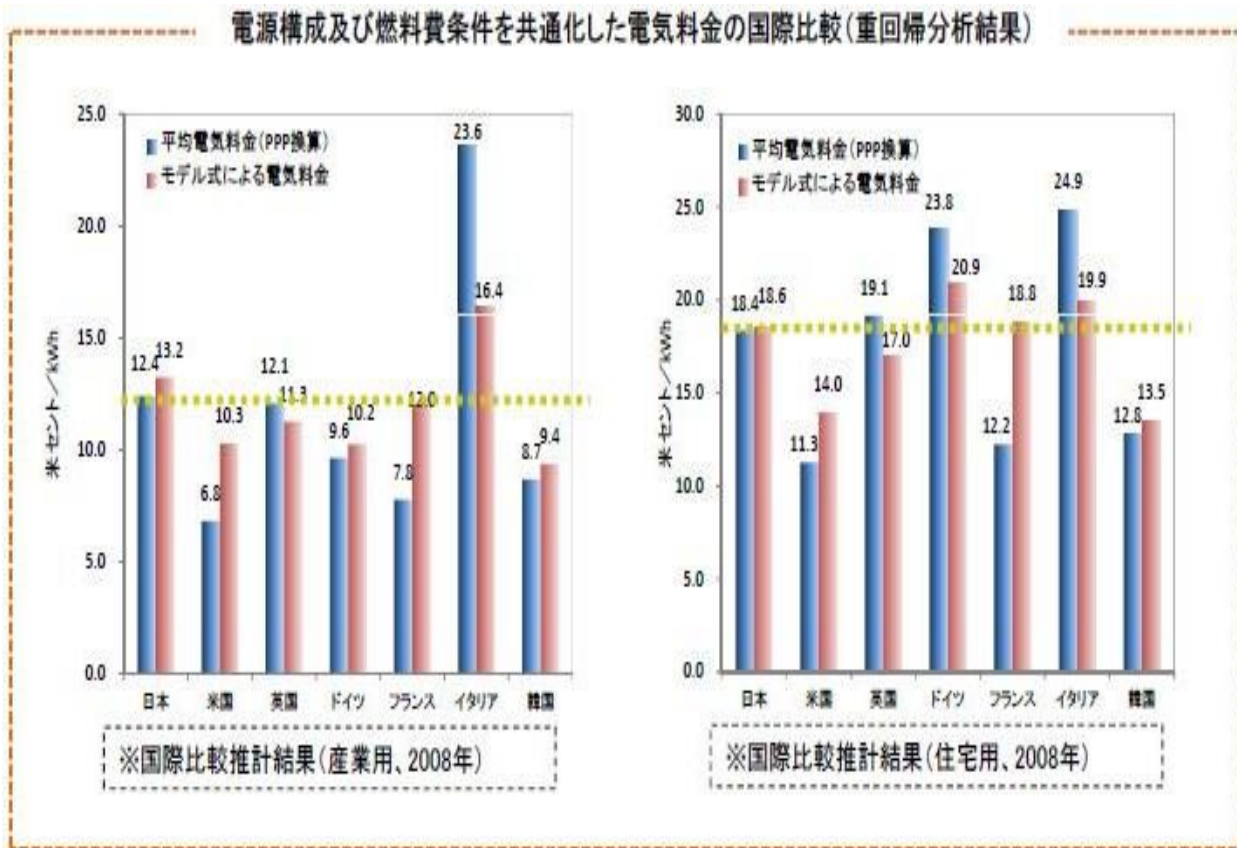




図.末 3(出典：資源エネルギー庁)

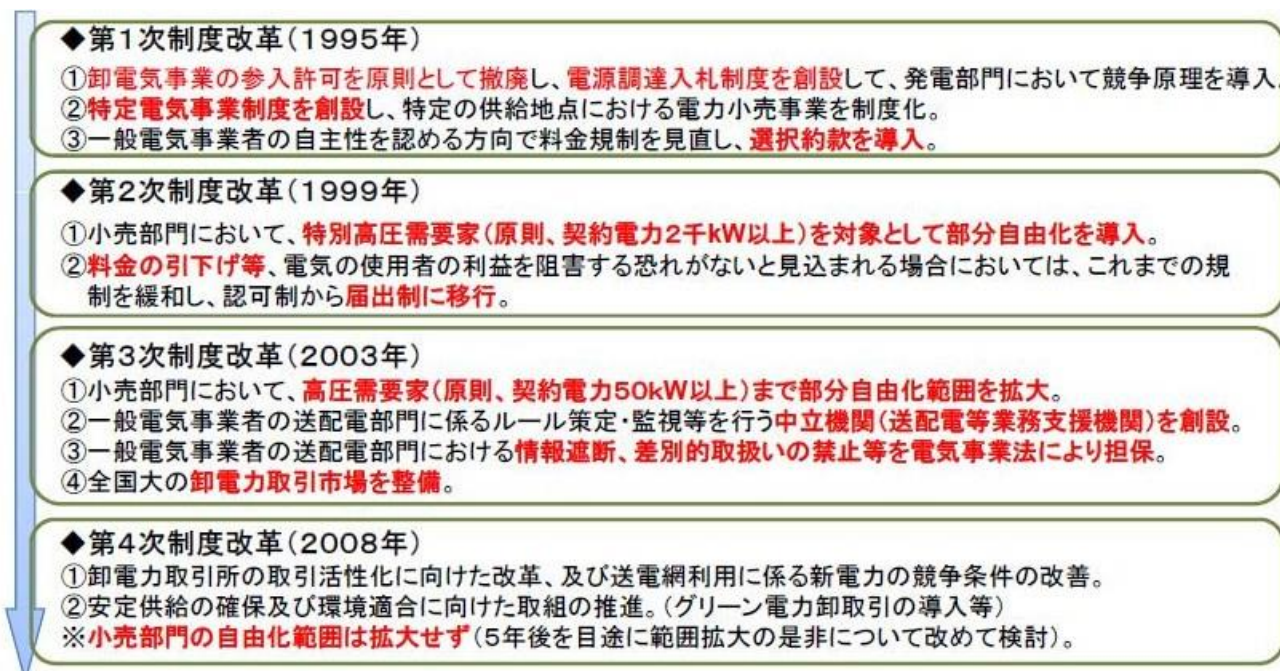
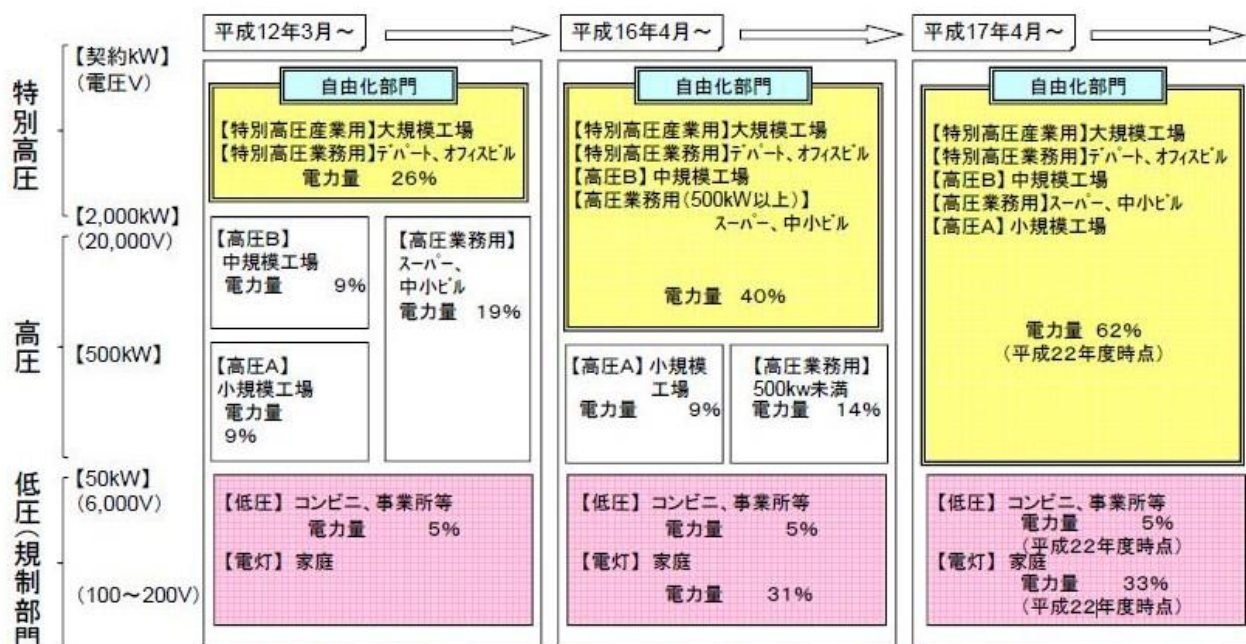


図.末 4(出典：資源エネルギー庁)



表[東京].未 1

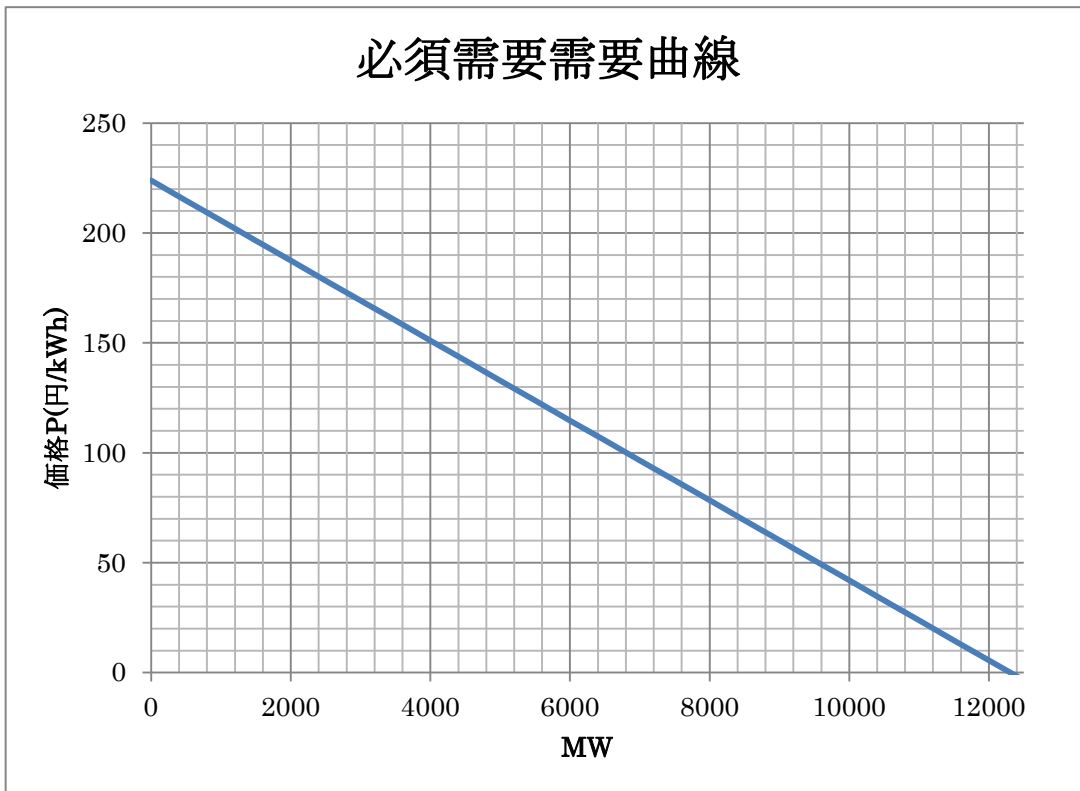
diff_lmwh_2	Coef.	OPG.Std.Err	z	P> z
diff_ldepi_2	-0.122164 x	0.1077463	-1.13	0.257
diff_lpgdp_2	0.2049157 x	0.2292671	0.89	0.371
diff_lhome_2	0.9773815 x	1.117277	0.87	0.382
diff_lhot_2	0.0885099***	0.0243187	3.64	0
diff_lcool_2	0.0526431***	0.0063585	8.28	0
cons	-0.0004076 x	0.0018557	-0.22	0.826
ARMA				
ma				
L1	-1.298157 ***	0.2997837	-4.33	0
L2	0.9999916			
/sigma	0.007195 ***	0.0010145	7.09	0

\*\*\*は 99%水準で有意、\*\*は 95%水準で有意、\*は 90%水準で有意、x は 90%水準で有意でないを表す。以下の図表でも同じとする。

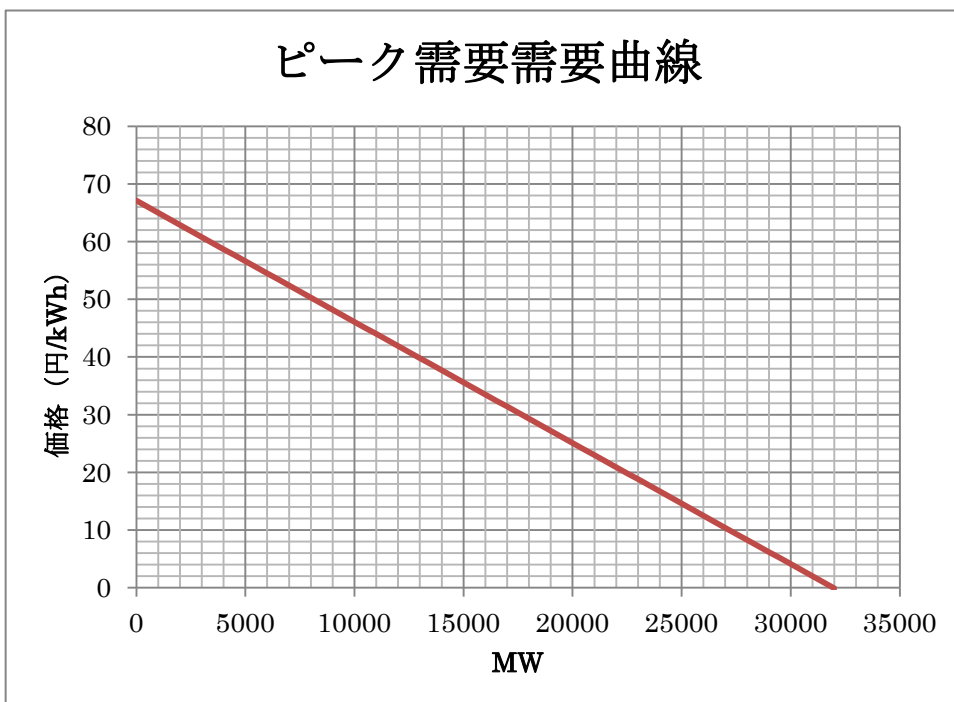
表[東京].未 2

lmwh	Coef.	OPG.Std.Err	z	P> z
lcp	-.5619769 x	.3529426	-1.59	0.111
sdummy1	-.2516482***	.0327652	-7.68	0.000
sdummy2	-.0656627**	.0295704	-2.22	0.026
_cons	18.63087***	1.646719	11.31	0.000
/sigma	.0747525***	.0129755	5.76	0.000

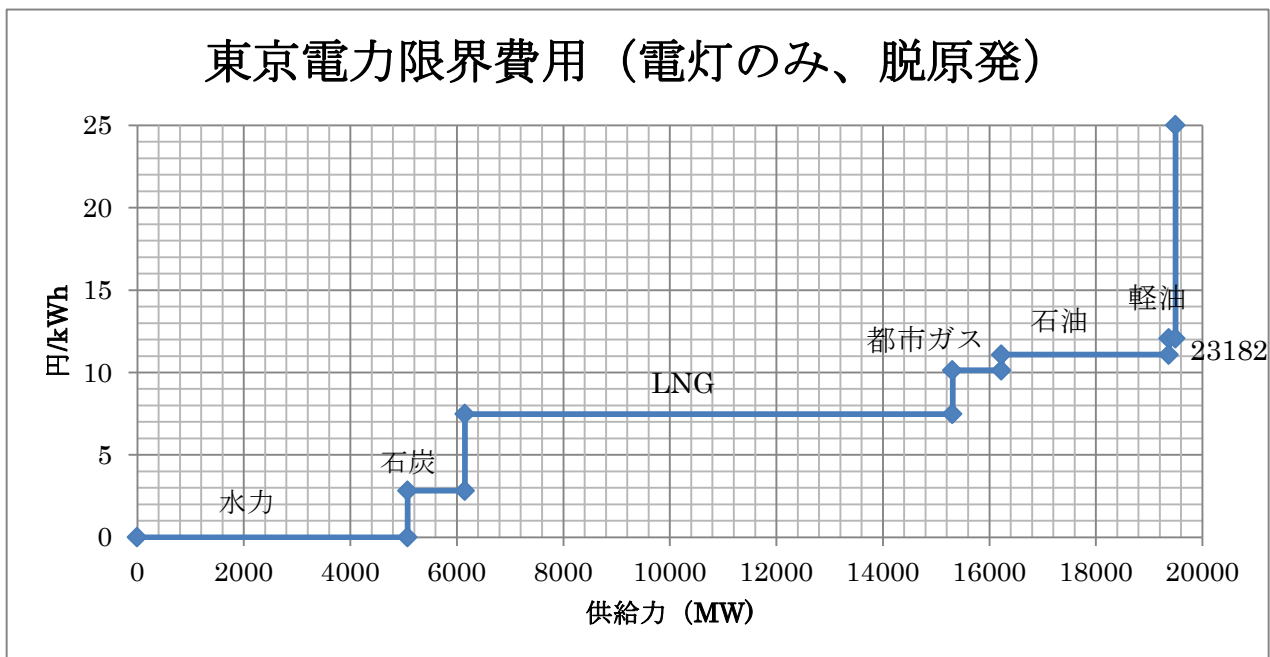
図[東京].未1



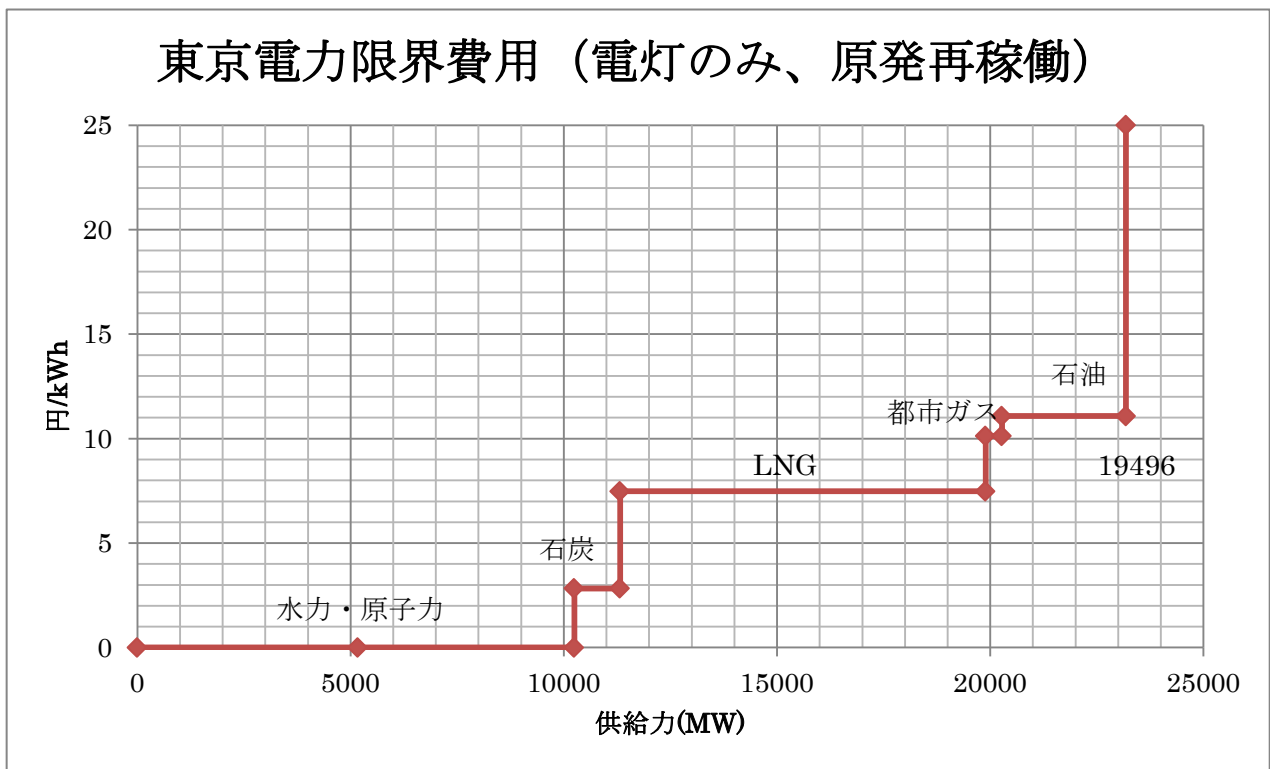
図[東京].未2



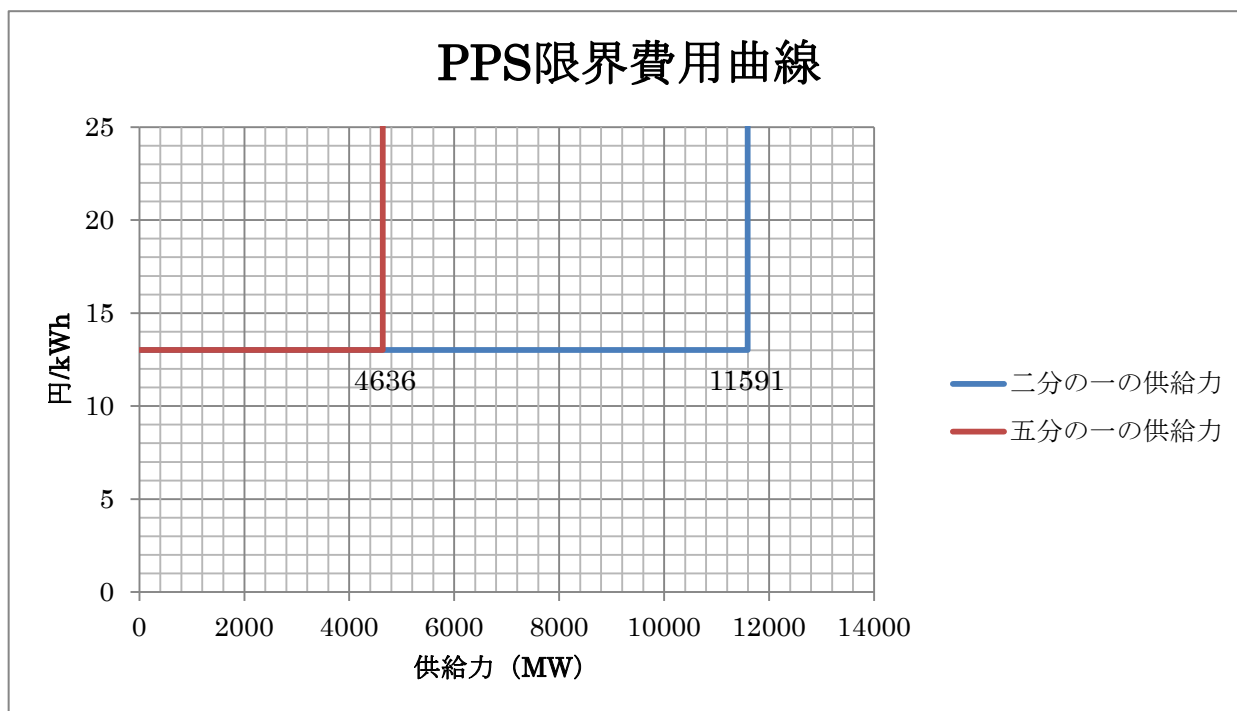
図[東京].未3



図[東京].未4



図[東京].未5



表[東京].未3

脱原発						
	必須需要			ピーク時		
	独占	クールノー	現状	独占	クールノー	現状
総供給量 (MW)	6,075	8,204	10,966	14,195	18,926	20,461
均衡価格 (円/kWh)	113.34	74.61	24.37	37.29	27.35	24.13
消費者余剰 (円)	335,648,428	612,147,777	1,093,702,454	211,559,796	376,136,270	※ 脱原発の供給力では需要充足不可能
生産者余剰 (円)	685,716,160	612,100,440	228,190,450	466,127,660	462,009,040	
総余剰 (円)	1,021,364,588	1,224,248,217	1,321,892,904	677,687,456	838,145,310	

表[東京].未 4

原発再稼働						
	必須需要			ピーク時		
	独占	クールノー	現状	独占	クールノー	現状
総供給量 (MW)	6,153	8,204	10,966	14,195	20,490	20,461
均衡価格 (円/kWh)	111.92	74.61	24.37	37.29	24.07	24.13
消費者余剰 (円)	344,326,618	612,144,578	1,093,702,454	211,562,990	440,822,885	43,958,514 7
生産者余剰 (円)	688,643,760	612,100,440	265,200,990	504,784,300	493,194,300	420,622,45 0
総余剰 (円)	1,032,970,378	1,224,245,018	1,358,903,444	716,347,290	934,017,185	860,207,59 7

表[東京].未 5

脱原発東京電力を分割						
	必須需要			ピーク需要		
	2社	5社	10社	2社	5社	10社
分割数	2社	5社	10社	2社	5社	10社
総供給量(MW)	7930	9910	10810	17984	19490	19500
均衡価格(円/kWh)	79.59	43.58	27.21	29.33	26.17	26.15
消費者余剰(円)	571957356	893195931	1062793474	339610755	398844335	399243975
生産者余剰(円)	614819140	400710750	256301700	427184840	392913350	392793800
総余剰(円)	1186776496	1293906681	1319095174	766795595	791757685	792037775

表[東京].未 6

原発再稼働東京電力を分割						
	必須需要			ピーク需要		
	2社	5社	10社	2社	5社	10社
分割数	2社	5社	10社	2社	5社	10社
総供給量(MW)	8204	10245	11050	18926	22230	23190
均衡価格 (円/kWh)	74.61	37.48	22.84	27.35	20.42	18.4
消費者余剰(円)	612147777	954636989	1110533509	376136270	518827082	564656670
生産者余剰(円)	612100440	383982600	250118000	457703100	361229300	323443800
総余剰(円)	1224248217	1338619589	1360651509	833839370	880056382	888100470

表[東京].未7

脱原発東京電力 vsPPS								
PPS の供給力	必須需要				ピーク需要			
	1/2 の供給力		1/5 の供給力		1/2 の供給力		1/5 の供給力	
参入数	1 社	16 社	1 社	16 社	1 社	3 社	1 社	3 社
東京電力供給量 (MW)	4340	1321	4340	1321	10341	7258	12245	7258
PPS 総供給量 (MW)	3625	9664	3625	9664	7708	13875	3899	13875
総供給量(MW)	7965	10985	7965	10985	18049	21133	16144	21133
均衡価格 (円/kWh)	78.96	24.02	78.96	24.02	29.1952	22.72	32.42	22.72
消費者余剰 (千円)	576990.	1097520	576990.	1097520	342054.	468921.	279921.	468921.
	7		7		7	2	6	2
生産者余剰 (東京電力、千円)	362007.	83239.5	362007.	83239.5	308615.	227540.	369146.	227540.
	7	4	7	4	2	4	7	4
生産者余剰 (PPS 合計、千円)	239068.	106400.	239068.	106400.	124755.	134726.	75679.5	134726.
	8	6	8	6	5	3	9	3
生産者余剰合計 (千円)	601076.	189640.	601076.	189640.	433370.	362266.	444826.	362266.
	4	2	4	2	8	6	3	6
総余剰(千円)	1178067	1287160	1178067	1287160	775425.	831187.	724747.	831187.
					5	8	9	8

表[東京].未8

原発再稼働東京電力 vsPPS								
PPS の供給力	必須需要				ピーク需要			
	1/2 の供給力		1/5 の供給力		1/2 の供給力		1/5 の供給力	
参入数	1 社	16 社	1 社	16 社	1 社	2 社	1 社	3 社
東京電力供給量(MW)	4340	1321	4340	1321	11320	10245	11877	10108
PPS 総供給量 (MW)	3625	9664	3625	9664	7218	10340	4636	11736
総供給量(MW)	7965	10985	7965	10985	18538	20585	16513	21844
均衡価格(円 /kWh)	78.96	24.02	78.96	24.02	28.17	23.87	32.4208	21.23
消費者余剰(千	576990.	1097520	576990.	1097520	360824.	444925.	286313.	500971.

円)	7		7		6	2	1	4
生産者余剰(東京電力、千円)	362007.	83239.5	362007.	83239.5	354314.	299660.	402563.	277145.
	7	4	7	4	1	4	1	7
生産者余剰(PPS 合計、千円)	239068.	106400.	239068.	106400.	109424.	112292.	89988.4	96469.9
	8	6	8	6	9	4	7	2
生産者余剰合計(千円)	601076.	189640.	601076.	189640.	463739	411952.	492551.	373615.
	4	2	4	2		8	6	6
総余剰(千円)	1178067	1287160	1178067	1287160	824563.	856878	778864.	874587
					5		7	

表[東京].末 9

東京電力の状態	脱原発				原発再稼働			
	必須需要		ピーク需要		必須需要		ピーク需要	
PPS の東京電力に対する供給力	二分の	五分の	二分の	五分の	二分の	五分の	二分の	五分の
	—	—	—	—	—	—	—	—
参入阻止託送料金(円/kWh)	89.93	95.71	24.27	26.23	88.51	94.3	24.27	26.23

表[東京].末 10

	脱原発(弾力性 1.5 倍ケース)						
	平常時			ピーク時			
	独占	クールノー	現状	独占	クールノー	現状	
総供給量(MW)	6179.3489	8650.31709	10966	15234.0391	21574.85	20461	
均衡価格(円/kWh)	82.420312	52.4535415	24.37	31.4425693	22.571713	24.13	
消費者余剰(円)	231541167	453739767	729187594.8	162338257	325601443	※脱原発	
生産者余剰(円)	506057044	453739767	228190450	408212213	411550863	の供給力	
総余剰(円)	737598210	907479534	957378044.8	570550470	737152305	では需要	
						充足不可	
						能	

表[東京].末 11

	原発再稼働(弾力性 1.5 倍ケース)						
	平常時			ピーク時			
	独占	クールノー	現状	独占	クールノー	現状	
総供給量(MW)	6487.7378	8650.31709	10966	16181.1376	23790.703	20461	
均衡価格(円/kWh)	78.680312	52.4535415	24.37	30.1175693	21.081558	24.13	



消費者余剰(円)	255228619	453739767	729187594.8	183150812	376768379	292849480.7
生産者余剰(円)	510457238	453739767	265200990	447932973	471201967	420622450
総余剰(円)	765685857	907479534	994388584.8	631083785	847970347	713471930.7

表[東京].末 12

脱原発(弾力性 0.5 倍ケース)						
	平常時			ピーク時		
	独占	クールノー	現状	独占	クールノー	現状
総供給量(MW)	5779.020416	7757.21681	10966	12214.0459	16285.39447	20461
均衡価格(円 /kWh)	213.0859369	141.113958	24.37	58.7427079	41.65513863	24.13
消費者余剰(円)	607536676.1	1094651567	2187562784	313062533	556555613.6	※脱原
生産者余剰(円)	1229441262	1094651567	228190450	669099775	642505033.6	発の供
総余剰(円)	1836977938	2189303133	2415753234	982162308	1199060647	給力で は需要 充足不 可能

表[東京].末 13

原発再稼働(弾力性 0.5 倍ケース)						
	平常時			ピーク時		
	独占	クールノー	現状	独占	クールノー	現状
総供給量(MW)	5817.912606	7757.21681	10966	12214.0459	17473.53645	20461
均衡価格(円 /kWh)	211.6709369	141.113958	24.37	58.7427079	36.66847196	24.13
消費者余剰(円)	615741506.2	1094651567	2187562784	313062533	640727881.3	878548442
生産者余剰(円)	1231483012	1094651567	265200990	669099775	640727881.3	420622450
総余剰(円)	1847224518	2189303133	2452763774	982162308	1281455763	1299170892

表[東京].末 14

脱原発東京電力を分割(弾力性 1.5 倍ケース)						
分割数	必須需要			ピーク需要		
	2 社	5 社	10 社	2 社	5 社	10 社
総供給量 (MW)	8239.131815	10298.91	11235.18	19392.35398	19490	19500
均衡価格(円 /kWh)	57.44020821	32.4601	21.10551	25.62504621	25.48004441	25.4800444

消費者余剰 (円)	411628.7409	643169.9	765425.3	263058.1778	265877.6184	265877.618
生産者余剰 (円)	454615.5809	300227.7	196105.5	381019.5778	379466.1156	379729.666
総余剰(円)	866244.3219	943397.6	961530.8	644077.7557	645343.734	645607.284

表[東京].末 15

原発再稼働東京電力を分割(弾力性 1.5 倍ケース)						
分割数	必須需要			ピーク需要		
	2 社	5 社	10 社	2 社	5 社	10 社
総供給量(MW)	8650.317091	10618.43541	11330	20278	23180	23190
均衡価格(円 /kWh)	52.45354154	28.5851041	20.0768502	24.3902158	20.32329445	20.3232945
消費者余剰 (円)	453739766.9	683697273.7	777712582	287591952	375885074	376047233
生産者余剰 (円)	453739766.9	302472259.5	224414312	423531236	367860665.4	368044998
総余剰(円)	907479533.7	986169533.1	1002126895	711123189	743745739.4	744092232

表[東京].末 16

脱原発東京電力を分割(弾力性 0.5 倍ケース)						
分割数	必須需要			ピーク需要		
	2 社	5 社	10 社	2 社	5 社	10 社
総供給量 (MW)	7620.155049	9525.193812	10391.12052	15864.46182	19447.36971	19500
均衡価格(円 /kWh)	146.1006246	76.79031231	45.2856249	43.42180529	28.38423598	28.18013324
消費者余剰 (円)	1056310653	1650485395	1964214024	528156573.9	795398398.1	797796505.7
生産者余剰 (円)	1099297493	703153907.9	435863204.7	611714913.9	434028279.7	432381398.3
総余剰(円)	2155608145	2353639303	2400077228	1139871488	1229426678	1230177904

表[東京].末 17

原発再稼働発東京電力を分割(弾力性 0.5 倍ケース)						
	必須需要			ピーク需要		
分割数	2 社	5 社	10 社	2 社	5 社	10 社
総供給量 (MW)	7757.216808	9696.52101	10507.3098	16285.39447	19890	21427.5838
均衡価格(円 /kWh)	141.113958	70.556979	41.0583522	41.65513863	26.51810965	20.0732196
消費者余剰 (円)	1094651567	1710393073	2008385706	556555613.6	830281260.4	963514834
生産者余剰 (円)	1094651567	684157229	430684641	638199093.6	460299351	346395967
総余剰(円)	2189303133	2394550302	2439070347	1194754707	1290580611	1309910801

表[東京].末 18

脱原発東京電力 vsPPS(弾力性 1.5 倍)								
	必須需要				ピーク需要			
PPS の供給 力	1/2 の供給力		1/5 の供給力		1/2 の供給力		1/5 の供給力	
参入数	1 社	10 社	1 社	10 社	1 社	2 社	1 社	2 社
東京電力供 給量(MW)	4682.747	1975.26	4682.747	1975.26	12105.02	10066.97	13863.14	11545.14
PPS 総供給 量(MW)	3609.982	9024.955	3609.982	9024.955	8152.228	12228.34	4636	9272
総供給量 (MW)	8292.729	11000.22	8292.729	11000.22	20257.25	22295.31	18499.14	20817.14
均衡価格(円 /kWh)	56.79021	23.95505	56.79021	23.95505	24.41505	21.56378	26.87466	23.63176
消費者余剰 (千円)	417001.6	733745	417001.6	733745	287046.2	347710.4	239383.2	303132.7
生産者余剰 (東京電力、 千円)	285175.4	95420.47	285175.4	95420.47	291425.2	249932.8	336555.5	278868.8
生産者余剰 (PPS 合計、 千円)	92976.53	98778.6	92976.53	98778.6	92976.53	104598.6	64276.59	98484.96
生産者余剰 合計(千円)	378151.9	194199.1	378151.9	194199.1	384401.8	354531.4	400832.1	377353.7

総余剰(千円) 795153.5 927944.1 795153.5 927944.1 671447.9 702241.8 640215.3 680486.4

表[東京].末 19

原発再稼働東京電力 vsPPS(弾力性 1.5 倍)

PPS の供給力	必須需要				ピーク需要			
	1/2 の供給力		1/5 の供給力		1/2 の供給力		1/5 の供給力	
参入数	1 社	10 社	1 社	10 社	1 社	2 社	1 社	2 社
東京電力供給量(MW)	4682.747	1975.26	4682.747	1975.26	12105.02	11320	13863.14	11545.14
PPS 総供給量(MW)	3609.982	9024.955	3609.982	9024.955	8152.228	11392.99	4636	9272
総供給量(MW)	8292.729	11000.22	8292.729	11000.22	20257.25	22712.99	18499.14	20817.14
均衡価格(円/kWh)	56.79021	23.95505	56.79021	23.95505	24.41505	20.97945	26.87466	23.63176
消費者余剰(千円)	417001.6	733745	417001.6	733745	287046.2	360860.4	239383.2	303132.7
生産者余剰(東京電力、千円)	285175.4	95420.47	285175.4	95420.47	305871.7	295169.7	375212.1	317525.4
生産者余剰(PPS 合計、千円)	92976.53	98778.6	92976.53	98778.6	92976.53	90795.83	64276.59	98484.96
生産者余剰合計(千円)	378151.9	194199.1	378151.9	194199.1	398848.2	385965.6	439488.7	416010.4
総余剰(千円)	795153.5	927944.1	795153.5	927944.1	685894.4	746826	678871.9	719143.1

表[東京].末 20

脱原発東京電力 vsPPS(弾力性 0.5 倍)

PPS の供給力	必須需要				ピーク需要			
	1/2 の供給力		1/5 の供給力		1/2 の供給力		1/5 の供給力	
参入数	1 社	33 社	1 社	33 社	1 社	6 社	1 社	6 社
東京電力供給量(MW)	3997.80	669.606	3997.80	669.606	8581.89	5077	9896.04	5077
		4	8	4	8	7	6	

PPS 総供給量 (MW)	3640.21 6	10296.6 1	3640.21 6	10296.6 1	7264.29 8	15457.2 8	4636 8	15457.2 8
総供給量(MW)	7638.02 1	10966.2 2	7638.02 1	10966.2 2	15846.1 9	20534.2 8	14532.0 5	20534.2 8
均衡価格(円 /kWh)	145.450 6	24.3620 5	145.450 6	24.3620 5	43.4984 7	23.8224 4	49.0139 9	23.8224 4
消費者余剰(千 円)	1061270	2187650	1061270	2187650	526941	884852. 6	443165. 1	884852. 6
生産者余剰(東 京電力、千円)	600885. 5	71193.9 4	600885. 5	71193.9 4	390800. 2	203333. 8	478706. 9	203333. 8
生産者余剰 (PPS 合計、千 円)	482112. 5	116887. 7	482112. 5	3542.05 1	221477. 4	167131	166914. 5	167131
生産者余剰合 計(千円)	1082998	188081. 6	1082998	74735.9 9	612277. 6	370464. 8	645621. 4	370464. 8
総余剰(千円)	2144268	2375732	2144268	2262386	1139219	1255317	1088786	1255317

表[東京].末 21

原発再稼働東京電力 vsPPS(弾力性 0.5 倍)								
PPS の供給力	必須需要				ピーク需要			
	1/2 の供給力		1/5 の供給力		1/2 の供給力		1/5 の供給力	
参入数	1 社	33 社	1 社	33 社	1 社	6 社	1 社	6 社
東京電力供給 量(MW)	3997.80 4	669.606 8	3997.80 4	669.606 8	9770.03 9	5601.14 7	10450.0 1	5601.14 7
PPS 総供給量 (MW)	3640.21 6	10296.6 1	3640.21 6	10296.6 1	6670.22 7	15008.0 1	4636 1	15008.0 1
総供給量(MW)	7638.02 1	10966.2 2	7638.02 1	10966.2 2	16440.2 7	20609.1 6	15086.0 1	20609.1 6
均衡価格(円 /kWh)	145.450 6	24.3620 5	145.450 6	24.3620 5	41.0051 4	23.5081 8	46.6889 9	23.5081 8
消費者余剰(千 円)	1061270	2187650	1061270	2187650	567191. 5	891317. 6	477596. 1	891317. 6
生産者余剰(東 京電力、千円)	600885. 5	71193.9 4	600885. 5	71193.9 4	436174. 1	211665. 4	512030. 1	211665. 4
生産者余剰 (PPS 合計、千 円)	482112. 5	116887. 7	482112. 5	3542.05 1	186733. 9	157556. 8	156135. 8	157556. 8

生産者余剰合	1082998	188081.	1082998	74735.9	622908	369222.	668165.	369222.
計(千円)		6		9		2	9	2
総余剰(千円)	2144268	2375732	2144268	2262386	1190099	1260540	1145762	1260540

表[東京].末 22 PPS 参入阻止シミュレーション (弾力性 1.5 倍)

東京電力の状 態	脱原発				原発再稼働			
	必須需要		ピーク需要		必須需要		ピーク需要	
需要の状態	二分の一	五分の一	二分の一	五分の一	二分の一	五分の一	二分の一	五分の一
PPS の東京電 力対する供給 力	—	—	—	—	—	—	—	—
参入阻止託送 料金(円/kWh)	59.5747007	64.2945	18.0763	19.679	58.159	62.8795	18.0763	19.679
	9	5	3	4	7	5	3	4

表[東京].末 23 PPS 参入阻止シミュレーション (弾力性 0.5 倍)

東京電力の状 態	脱原発				原発再稼働			
	必須需要		ピーク需要		必須需要		ピーク需要	
需要の状態	二分の一	五分の一	二分の一	五分の一	二分の一	五分の一	二分の一	五分の一
PPS の東京電 力対する供給力	—	—	—	—	—	—	—	—
参入阻止託送 料金(円/kWh)	183.165	191.340	43.5088	46.2854	181.750	189.925	43.5088	46.2854
	3	4	2	2	3	4	2	2

表[関西].末 1 弾力性の推定結果 (必須需要時)

変数	推定値
電灯価格	-0.262* (-1.66)
域内総生産	0.361** (2.48)
契約口数	0.191 (0.33)
冷房度日	0.089*** (12.14)
暖房度日	0.066*** (10.40)
定数項	0.022* (1.87)
ラグ次数	ARMA(1,3)
サンプル数	29

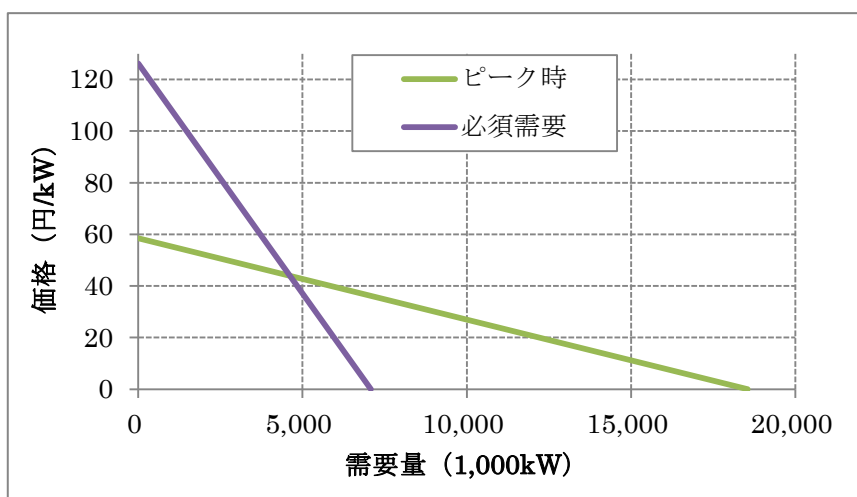
(注 1) \*, \*\*, \*\*\* はそれぞれ有意水準 10%, 5%, 1%で有意であることを表す。

(注 2) かつこ内の値は z 値を表す。

表[関西].末 2 弾力性の推定結果 (ピーク時)

変数	推定値	p-value
電気代指数	-0.78***	0.000
家計消費支出	1.04***	0.000
7月ダミー	-0.30***	0.000
8月ダミー	-0.05*	0.109
定数項	5.95***	0.004
ラグ次数	ARMA(2, 2)	
サンプル数	39	

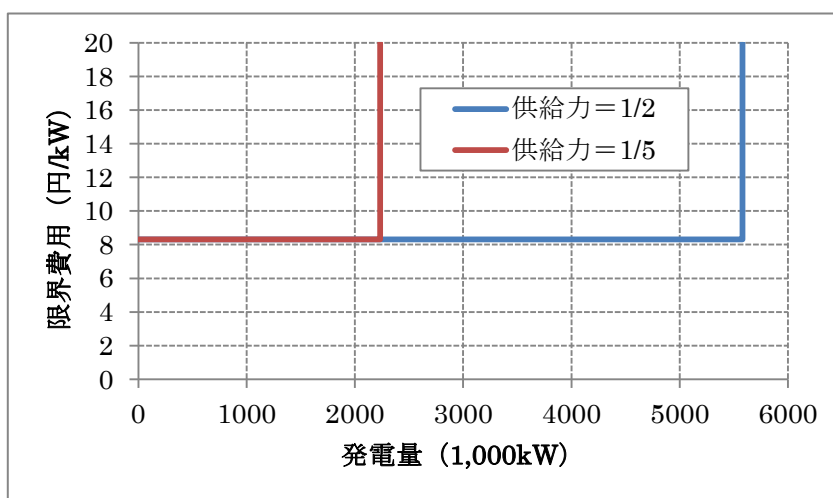
図[関西].未1 関西地域の電灯需要曲線



表[関西].未3 関西電力の発電効率と所内率

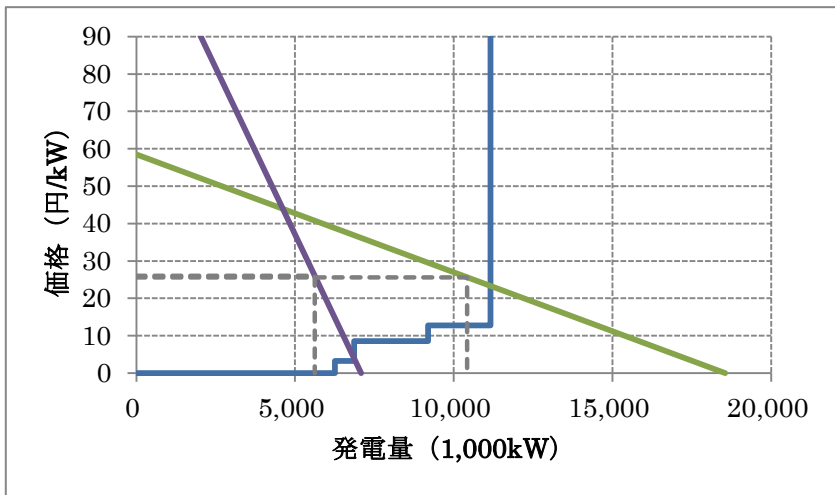
発電効率	41%
所内率	4.1%

図[関西].未2 PPSの限界費用曲線

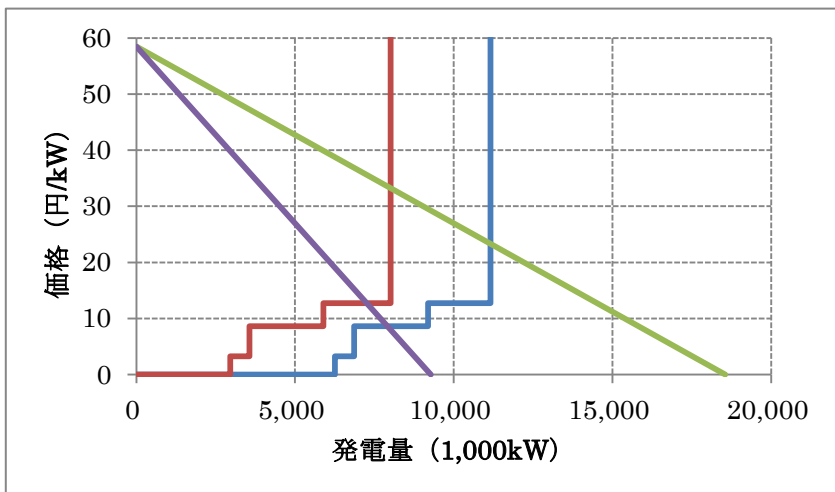
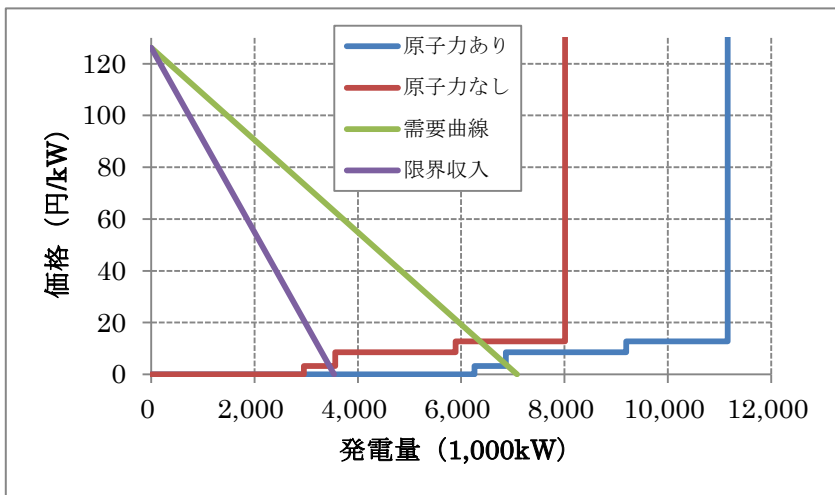




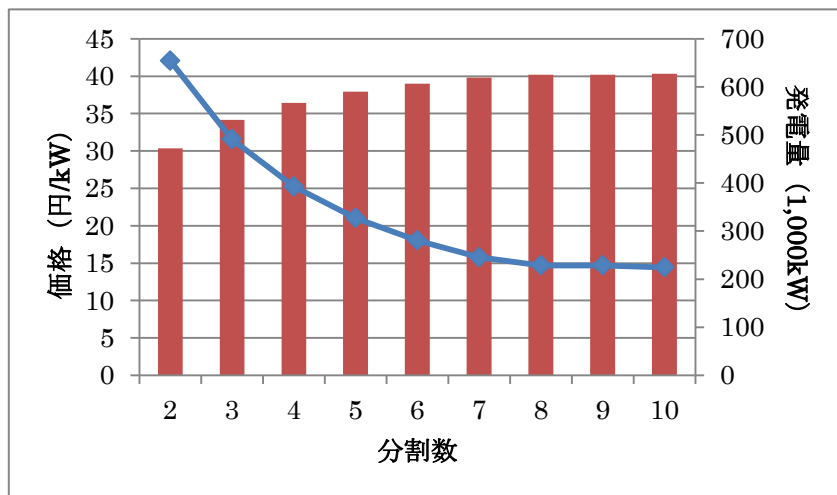
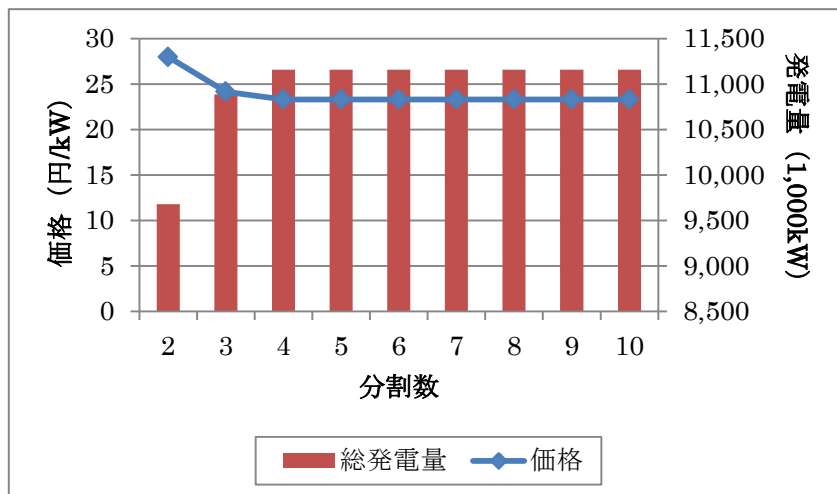
図[関西].未3 現状の価格と発電量



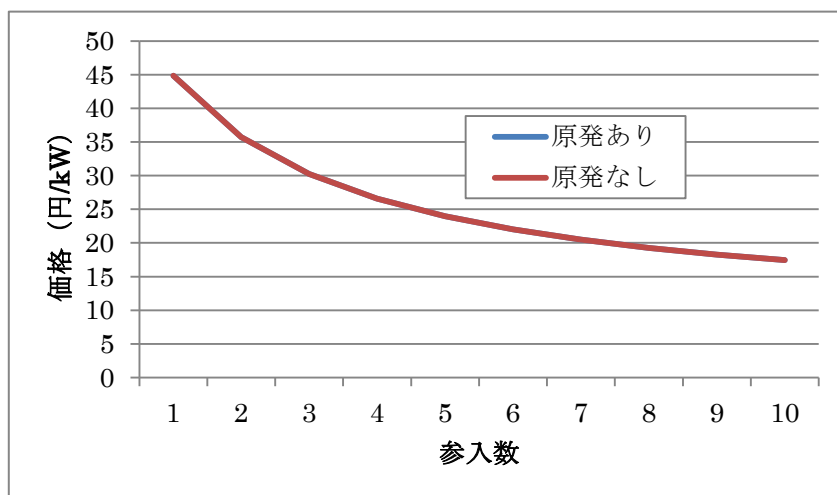
図[関西].未4 独占のケース (上：必須需要時、下：ピーク時)



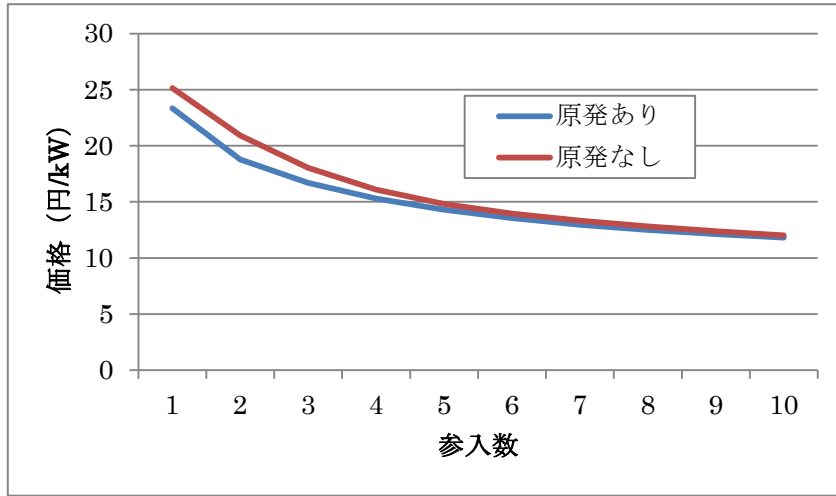
図[関西].末5 会社分割した場合の価格と発電量（上：必須需要時、下：ピーク時）



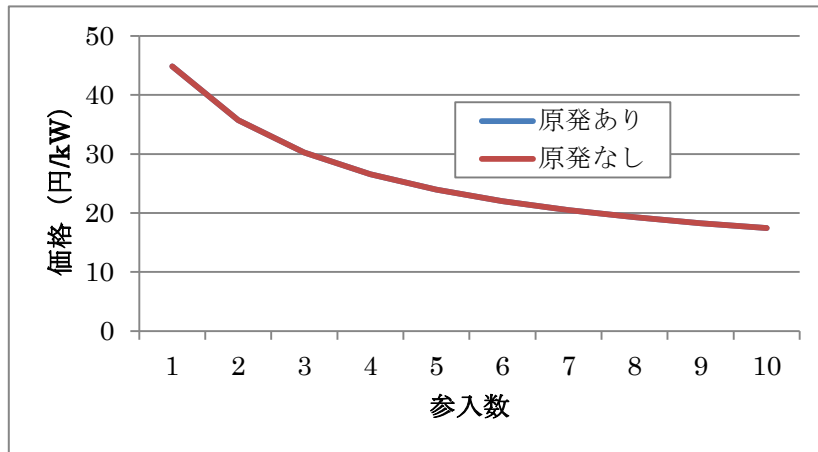
図[関西].末6 新規参入数と価格の変化（PPS 供給力=1/2、必須需要時）



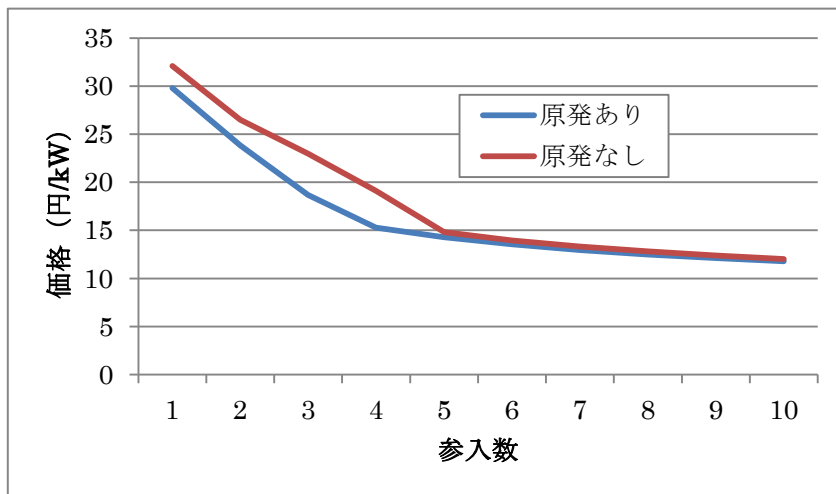
(PPS 供給力=1/2、ピーク時)



(PPS 供給力=1/5、必須需要時)

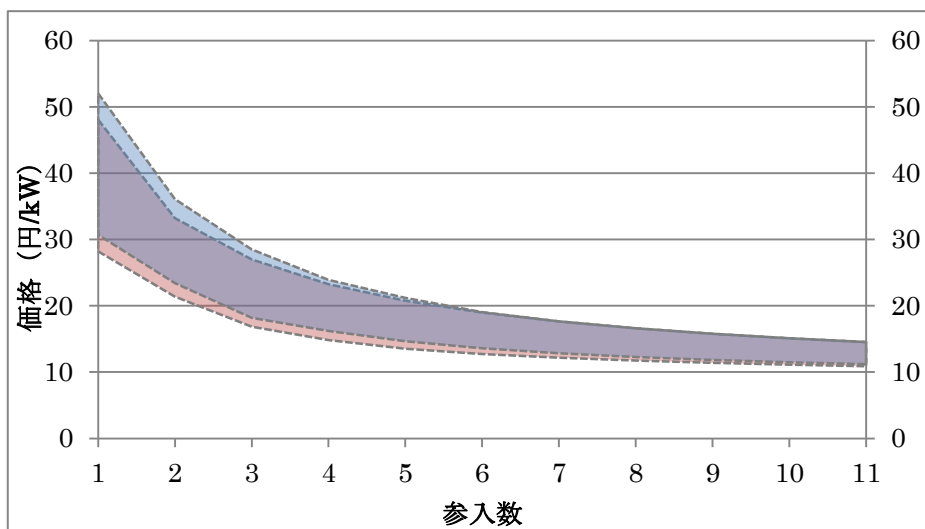


(PPS 供給力=1/5、ピーク時)



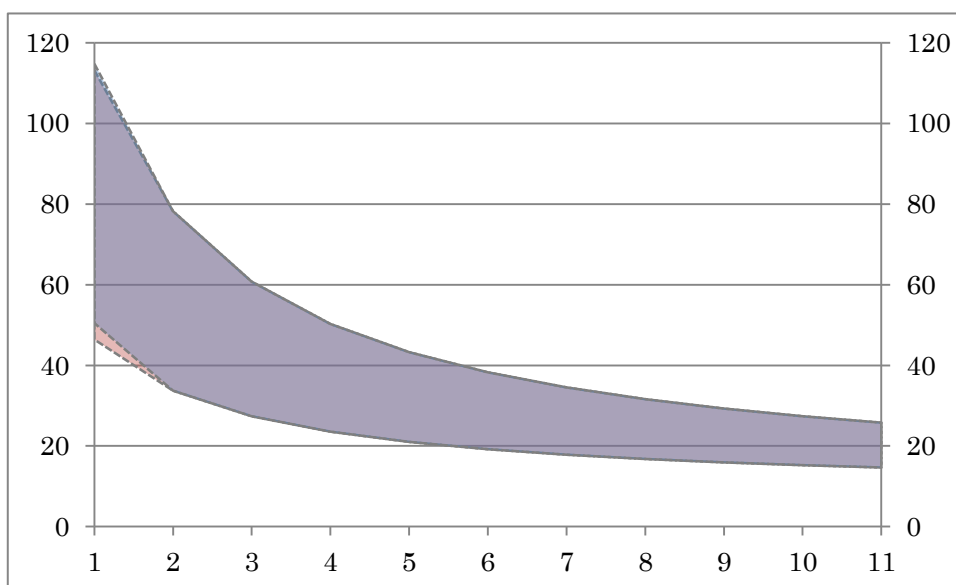
図[関西].未7 弾力性に関する感度分析

PPS 供給力 1/2 (ピーク時)

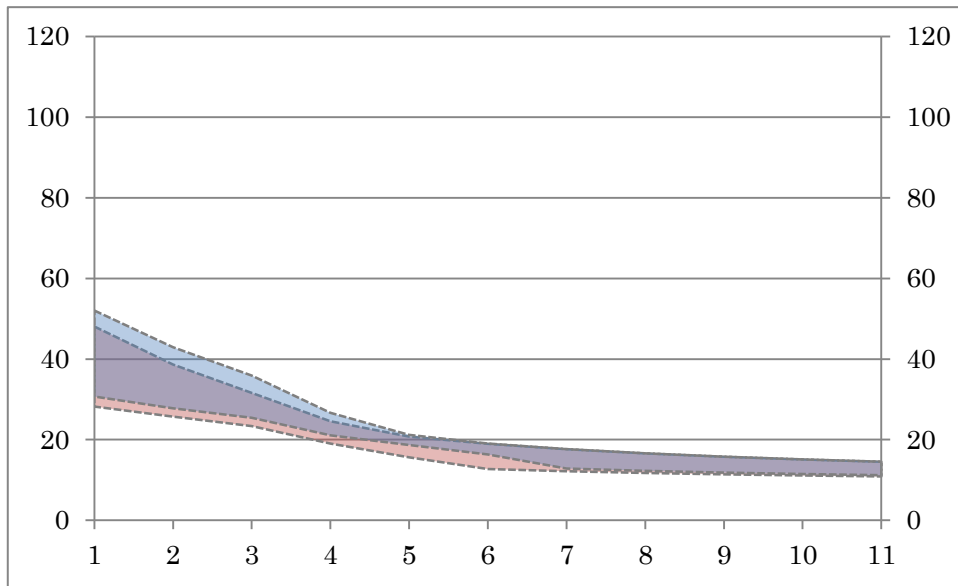


弾力性±50% (青：原発なし、赤：原発あり、以下同)

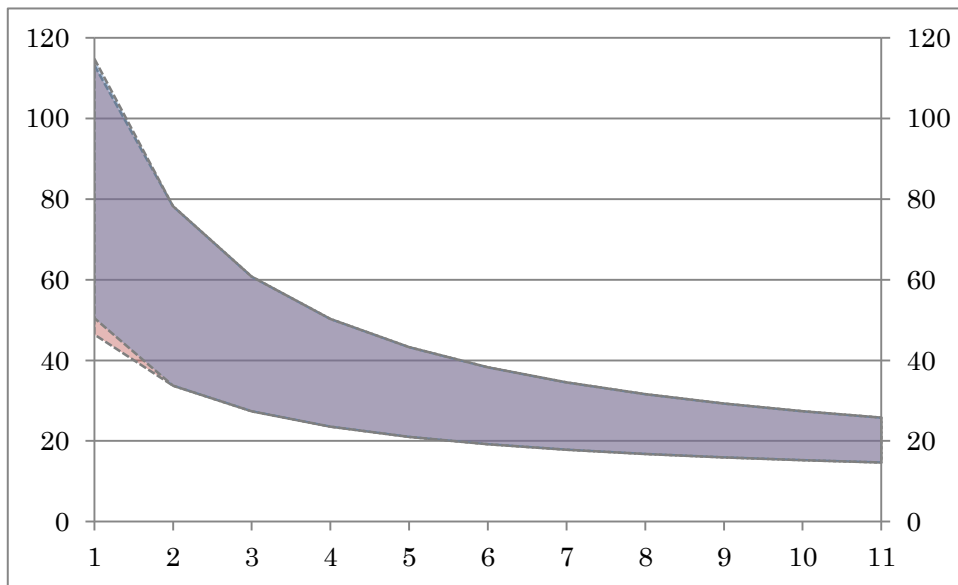
PPS 供給力 1/2 (必須需要時)



PPS 供給力 1/5 (ピーク時)



PPS 供給力 1/5 (必須需要時)



表[東北].末1 パネルデータの推計結果

dlmwh	Coef.
dldepi	-.156 (-3.50)***
dlgdp	.130 (2.90)***
dlhome	.310 (2.74)***
dlcool	.138 (14.63)
dlhot	.052 (7.21)***

(注) dldepi は電気代の消費者物価指数、dlgdp は域内総生産、dlhome は契約口数、dlcool は冷房度日、dlhot は暖房度日でそれぞれ1回階差を取っている。括弧内はt値。

表[東北].末2 必須需要の時系列分析の結果

dlmwh	Coef.
dldepi	-.0269554 (0.746)
dlgapi	-.0842721 (0.240)
dlgdp	.1783447 (0.060)*
dlcool	.0091755 (0.001)***
dlhot	.0903265 (0.000)***
_cons	.0562232 (0.041)**

(注) dldepi は電気代の消費者物価指数、dlgapi はガス代の消費者物価指数、dlgdp は域内総生産、dlcool は冷房度日、dlhot は暖房度日でそれぞれ2回階差を取っている。括弧内はP値。

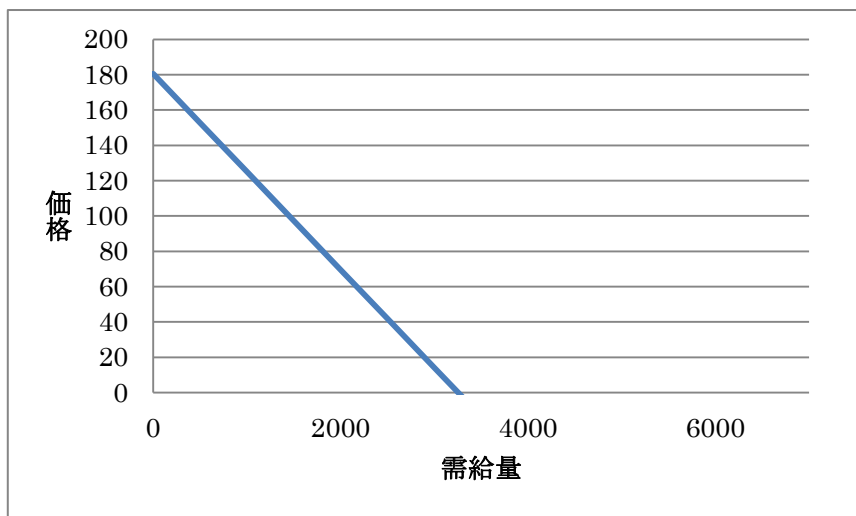
表[東北].末3 ピーク時の時系列分析の結果

dlmwh	Coef.
dldepi	-.2175049 (0.366)
dlrexp	.0180028

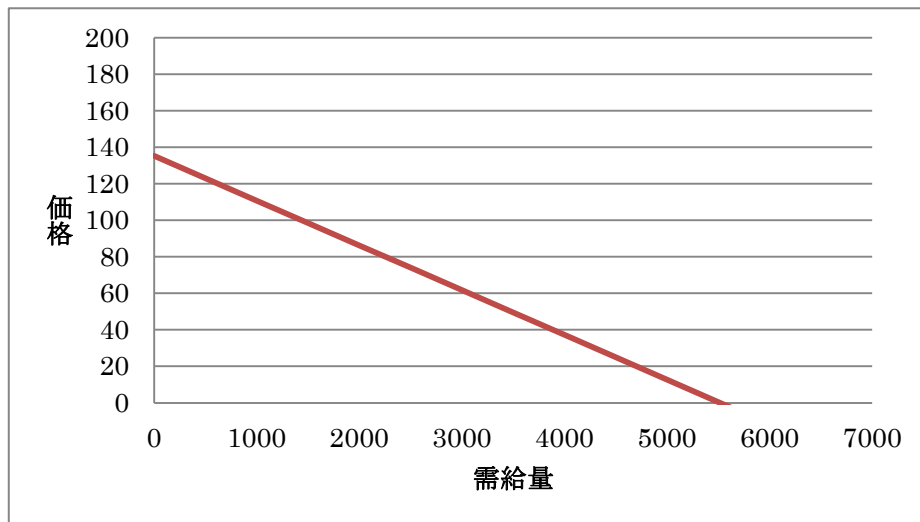
	(0.927)
jul	-.5719237 (0.000)***
aug	-.3434655 (0.180)
_cons	.3079767 (0.000)***

(注) dldcpi は電気代の消費者物価指数、dlrexpc は実質家計消費支出、jul は7月ダミー、aug は8月ダミー。dldcpi 及び dlrexpc は1回階差を取っている。括弧内はP値。

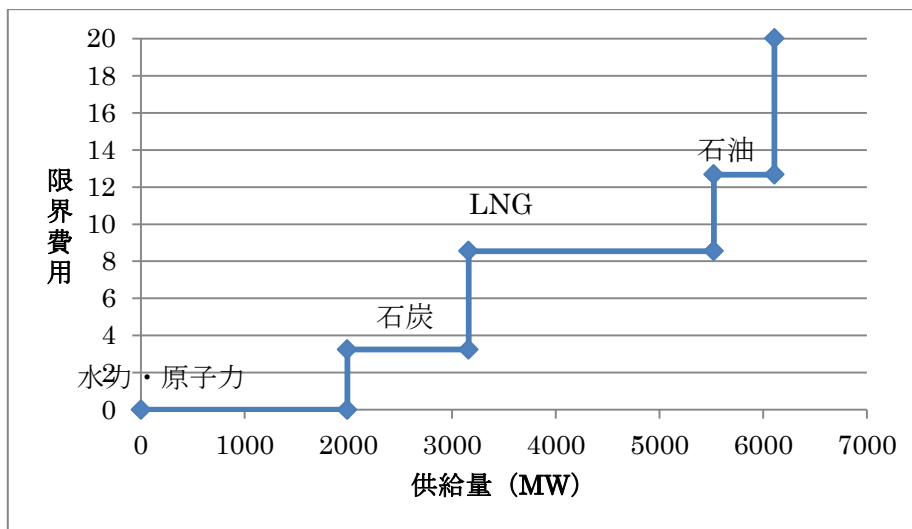
図[東北].末1 必須需要の需要曲線



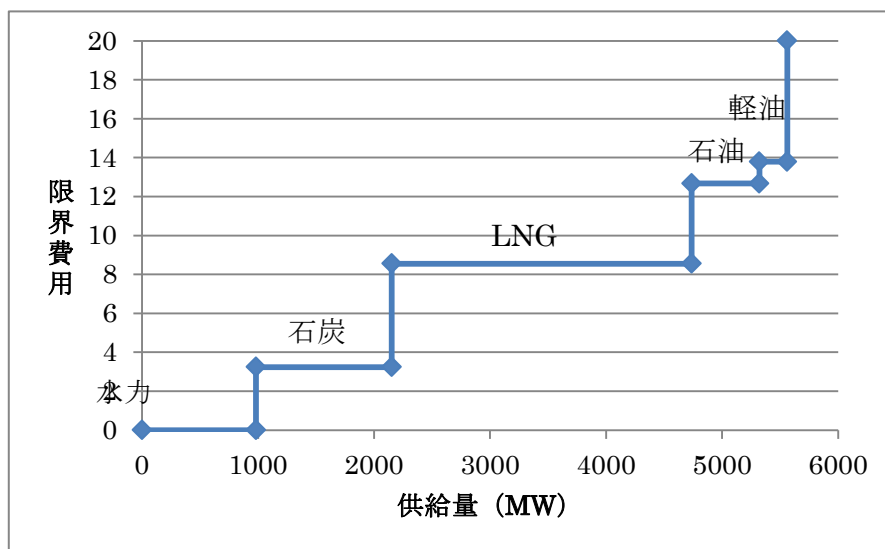
図[東北].末2 ピーク時の需要曲線



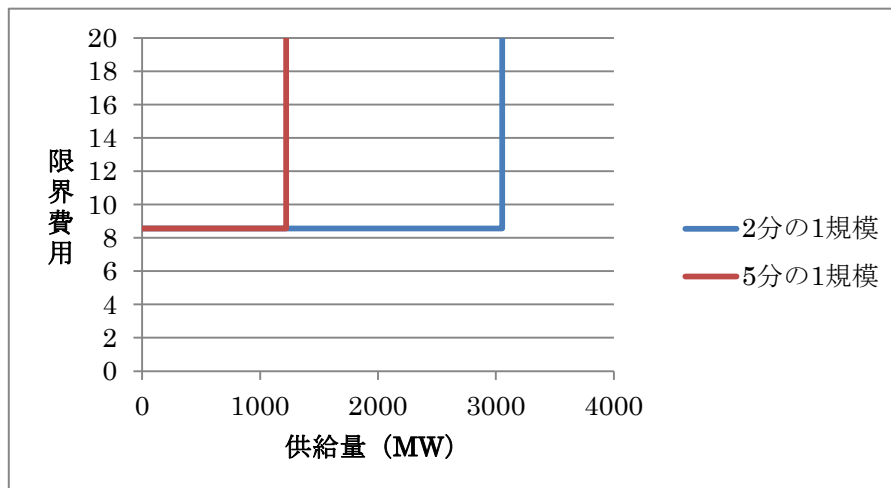
図[東北].未3 原発再稼働の限界費用曲線



図[東北].未4 脱原発の限界費用曲線



図[東北].未5 PPSの限界費用曲線





表[東北].末4 現状、独占、及びクールノー複占の余剰  
原発再稼働

	必須需要			ピーク時		
	現状	独占	複占	現状	独占	複占
価格	24.37	91.91	62.36	24.17	69.27	50.8
1社あたり供給量	2817	1599	1066	4533	2693	1723
供給量合計	2817	1599	2132	4533	2693	3447
消費者余剰	220036	70900	126033	251854	88896	145619
生産者余剰	65971	146964	132491	94027	184266	168858
総余剰	286007	217864	258525	345881	273162	314476

脱原発

	必須需要			ピーク時		
	現状	独占	複占	現状	独占	複占
価格	24.37	91.91	62.36	24.17	71.92	50.8
1社あたり供給量	2817	1599	1066	4533	2585	1723
供給量合計	2817	1599	2132	4533	2585	3447
消費者余剰	220036	70900	126033	251854	81906	145619
生産者余剰	59177	144968	129229	85418	178424	160248
総余剰	279213	275868	255262	337271	260329	305866

表[東北].末5 会社分割の余剰

原発再稼働、必須需要

	2社分割	5社分割	10社分割
価格	62.36	32.8	19.36
1社あたり供給量	1066	533	291
供給量合計	2132	2665	2907
消費者余剰	126033	196930	234348
生産者余剰	132491	85225	53308
総余剰	258525	282155	287656

原発再稼働、ピーク時

	2社分割	5社分割	10社分割
価格	50.8	29.67	20.07
1社あたり供給量	1723	862	470
供給量合計	3447	4304	4700

消費者余剰	145619	227506	270767
生産者余剰	168858	114207	77366
総余剰	314476	341712	348133

脱原発、必須需要

	2社分割	5社分割	10社分割
価格	62.36	37.22	24.19
1社あたり供給量	1066	517	282
供給量合計	2132	2585	2820
消費者余剰	126033	185306	227327
生産者余剰	129229	88724	58717
総余剰	255262	274030	286044

脱原発、ピーク時

	2社分割	5社分割	10社分割
価格	50.8	29.67	20.07
1社あたり供給量	1723	862	470
供給量合計	3447	4308	4700
消費者余剰	145619	227506	270767
生産者余剰	160248	105597	68756
総余剰	305866	333103	339523

表[東北].末6 PPS新規参入の余剰

原発再稼働

	必須需要		ピーク時		
PPS 参入数	1社	9社	1/2 規模 1社	1/5 規模 1社	6社
価格	63.05	23.42	47.95	54.3	23.33
東北電力の供給量	1137	422	1956	2083	952
PPS の供給量合計	983	2412	1607	1221	3615
供給量合計	2119	2834	3563	3304	4567
消費者余剰	124534	222710	155596	133796	255661
東北電力の余剰	76931	22749	102362	119318	41493
PPS の余剰	53560	35833	63293	55844	53379
総余剰	255025	281291	321252	308958	350532

(注) PPS の規模が東北電力の 2 分の 1 の時と 5 分の 1 の時で結果が異なるのは、ピーク時に 1 社 PPS が参入する場合のみであるため、他の場合は一つにまとめた。

脱原発

	必須需要		ピーク時		
	1社	9社	1/2規模1社	1/5規模1社	6社
PPS 参入数	1社	9社	1/2規模1社	1/5規模1社	6社
価格	64.13	23.42	49.03	54.3	23.33
東北電力の供給量	1098	422	1868	2083	952
PPS の供給量合計	1002	2412	1651	1221	3615
供給量合計	2100	2834	3519	3304	4567
消費者余剰	122283	221893	151775	133796	255661
東北電力の余剰	75387	21864	97527	116056	41493
PPS の余剰	55677	37294	66809	55844	53379
総余剰	253347	281051	316111	905695	350532

表[東北].末7 現状、独占、及びクールノー複占の感度分析

原発再稼働、弾力性+50%

	必須需要			ピーク時		
	現状	独占	複占	現状	独占	複占
価格	24.37	64.26	45	24.17	50.75	38.45
1社あたり供給量	2817	1738	1130	4533	2907	1830
供給量合計	2817	1738	2259	4533	2907	3659
消費者余剰	146695	55842	94336	104060	69041	109404
生産者余剰	65971	111684	100783	94027	144559	132626
総余剰	212666	167526	195119	198087	213600	242030

原発再稼働、弾力性-50%

	必須需要			ピーク時		
	現状	独占	複占	現状	独占	複占
価格	24.37	168.4	114.43	24.17	124.83	87.84
1社あたり供給量	2817	1518	1003	4533	2480	1617
供給量合計	2817	1518	2005	4533	2480	3234
消費者余剰	440072	127823	222936	503730	150772	256424
生産者余剰	65971	255631	229384	94027	307991	279646
総余剰	506043	383454	452320	597757	458762	536070

脱原発、弾力性+50%

	必須需要			ピーク時		
	現状	独占	複占	現状	独占	複占
価格	24.37	65.88	48.54	24.17	53.4	38.45
1社あたり供給量	2817	1694	1082	4533	2744	1830
供給量合計	2817	1694	2163	4533	2744	3659
消費者余剰	146695	53056	86498	104060	61534	109404
生産者余剰	59177	109297	101110	85418	127680	124016
総余剰	205872	162353	187609	189478	199215	233420

脱原発、弾力性-50%

	必須需要			ピーク時		
	現状	独占	複占	現状	独占	複占
価格	24.37	170.02	114.43	24.17	127.48	87.84
1社あたり供給量	2817	1504	1003	4533	2426	1617
供給量合計	2817	1504	2005	4533	2426	3234
消費者余剰	440072	125426	222936	503730	144274	256424
生産者余剰	59177	254022	226121	85418	303136	271036
総余剰	499249	379448	449057	589147	447410	527460

表[東北].末8 会社分割の感度分析

原発再稼働、弾力性+50%

	必須需要			ピーク時		
	2社分割	5社分割	10社分割	2社分割	5社分割	10社分割
価格	45	24.12	14.63	38.45	23.5	16.7
1社あたり供給量	1130	565	308	1830	915	499
供給量合計	2259	2824	3081	3659	4574	4990
消費者余剰	94336	147413	175448	109404	170953	203467
生産者余剰	100783	65413	41540	132626	91603	63890
総余剰	195119	212826	216988	242030	262556	267358

原発再稼働、弾力性-50%

	必須需要			ピーク時		
	2社分割	5社分割	10社分割	2社分割	5社分割	10社分割

価格	114.43	58.83	33.56	87.84	48.19	30.17
1社あたり供給量	1003	501	273	1617	809	441
供給量合計	2005	2665	2734	3234	4043	4410
消費者余剰	222936	370408	414543	256424	400722	476831
生産者余剰	229384	154595	89342	279646	183486	118566
総余剰	452320	525003	503885	536070	584208	595397

脱原発、弾力性+50%

	必須需要			ピーク時		
	2社分割	5社分割	10社分割	2社分割	5社分割	10社分割
価格	48.54	28.54	19046	38.45	23.5	20.45
1社あたり供給量	1082	541	295	1830	915	476
供給量合計	2163	2704	2950	3659	4574	4761
消費者余剰	86498	135173	160864	109404	170953	185203
生産者余剰	101110	68665	46797	124016	82993	71173
総余剰	187609	203838	207660	233420	253947	256376

脱原発、弾力性-50%

	必須需要			ピーク時		
	2社分割	5社分割	10社分割	2社分割	5社分割	10社分割
価格	114.43	63.26	38.39	87.84	48.19	30.17
1社あたり供給量	1003	493	269	1617	809	441
供給量合計	2005	2466	2691	3234	4043	4410
消費者余剰	222936	337287	401524	256424	400722	476831
生産者余剰	226121	149527	94911	271036	174877	109956
総余剰	419057	486814	496436	527460	575599	586788

表[東北].末9 PPS新規参入の感度分析

原発再稼働、弾力性+50%

PPS 参入数	必須需要		ピーク時		
	1社	6社	1/2 規模 1社	1/5 規模 1社	4社
価格	45.69	22.49	36.69	40.77	22.08
東北電力の供給量	1236	608	2046	2296	1351

PPS の供給量合計	1004	2260	1721	1221	3309
供給量合計	2240	2868	3767	3517	4661
消費者余剰	92770	152047	115948	101079	177514
東北電力の余剰	61828	25729	83693	99129	47480
PPS の余剰	37275	31473	48405	39324	44724
総余剰	191872	209249	248046	239531	269719

原発再稼働、弾力性－50%

	必須需要		ピーク時		
PPS 参入数	1 社	19 社	1/2 規模 1 社	1/5 規模 1 社	13 社
価格	115.12	23.79	84.99	93.27	23.85
東北電力の供給量	1038	214	1734	1902	486
PPS の供給量合計	961	2608	1559	1221	4053
供給量合計	1999	2822	3292	3124	4539
消費者余剰	221579	441671	265714	239220	505123
東北電力の余剰	124621	19002	155688	183912	33210
PPS の余剰	102400	39709	119148	103426	61954
総余剰	448600	500383	540550	526559	600287

脱原発、弾力性＋50%

	必須需要		ピーク時		
PPS 参入数	1 社	6 社	1/2 規模 1 社	1/5 規模 1 社	4 社
価格	46.77	22.49	36.69	43.12	22.62
東北電力の供給量	1178	608	2046	3563	1186
PPS の供給量合計	1034	2260	1721	1221	3441
供給量合計	2211	2868	3767	4784	4627
消費者余剰	90375	152047	115948	131871	174970
東北電力の余剰	59979	25729	80803	144298	44524
PPS の余剰	39505	31473	48405	59096	48367
総余剰	189858	209249	245157	335265	267861

脱原発、弾力性－50%

	必須需要		ピーク時		
PPS 参入数	1 社	19 社	1/2 規模 1 社	1/5 規模 1 社	13 社
価格	116.2	23.79	86.07	94.89	23.85
東北電力の供給量	1019	214	1689	1869	486
PPS の供給量合計	971	2608	1581	1221	4053

供給量合計	1989	2822	3270	3091	4539
消費者余剰	219397	441671	262172	125171	505123
東北電力の余剰	123471	19002	151518	115790	33210
PPSの余剰	104515	39709	122537	59096	61954
総余剰	447382	500383	536227	300058	600287

表[東北].末 10 参入阻止の感度分析 弾力性+50%

	原発再稼働		脱原発	
	必須需要	ピーク時	必須需要	ピーク時
1/2 規模の PPS	63.41	50.00	65.01	50.00
1/5 規模の PPS	63.41	50.00	65.01	52.77

表[東北].末 11 参入阻止の感度分析 弾力性-50%

	原発再稼働		脱原発	
	必須需要	ピーク時	必須需要	ピーク時
1/2 規模の PPS	166.96	121.98	168.57	123.59
1/5 規模の PPS	166.96	121.12	168.57	123.74

## 参考 2.統計資料

- ・『エネルギー経済統計要覧 2012 年度版』日本エネルギー経済研究所
- ・『電力需給の概要 平成 16 年度版』経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部編
- ・関西電力 (<http://www.kepco.co.jp/>) 「一般電気事業者託送供給夜間料金算定規則フロー」
- ・気象庁 (<http://www.jma.go.jp/jma/index.html>) 「気象統計情報」
- ・経済産業省 (<http://www.meti.go.jp/>) 「来夏の供給力内訳」
- ・財務省貿易統計 (<http://www.customs.go.jp/toukei/info/>)
- ・総務省統計局 (<http://www.stat.go.jp/>) 「消費者物価指数 (CPI)」、「人口推計」
- ・電気事業連合会 電力統計情報 (<http://www.fepc.or.jp/library/data/tokei/index.html>)
- ・東京電力 (<http://www.tepco.co.jp/index-j.html>) でんき予報、サステナビリティレポート 2010、「火力発電所の熱効率 (東京電力)」、「託送料金の算定」
- ・東京都環境局 (<http://www.kankyo.metro.tokyo.jp/>) 「天然ガス発電所設置に関する事業スキーム・採算性検討調査報告書」 平成 24 年 3 月
- ・東北電力 (<http://www.tohoku-epco.co.jp/>) 「環境行動レポート 2011」
- ・内閣府 都道府県別経済財政モデル・データベース (<http://www5.cao.go.jp/keizai3/database.html>) 「県民経済計算」

## 参考 3.参考文献

- ・Kamerschen, D. R., and Porter, D. V. (2004) "The demand for residential, industrial and total electricity, 1973-1998," *Energy Economics*, 26(1), 87-100.
- ・Matsukawa, I., Madono, S., and Nakashima, T. (1993) "An empirical analysis of Ramsey pricing in Japanese electric utilities," *Journal of the Japanese and Industrial Economies*, 7(3), 256-276.
- ・秋山修一・細江宣裕(2007)「電力需要関数の地域別推定」, 『RIETI Discussion Paper Series 07-J-028』
- ・戒能一成(2010)「家庭向け電灯料金制度の定量的評価分析」, 『RIETI Discussion Paper Series 09-J-015』
- ・後白一樹・竹内翔・波多野洋史・松尾竜典・水谷周三(2005)「電力会社とガス会社の合併による経済効果に関する分析」 <http://www.pp.u-tokyo.ac.jp/courses/2005/40160/documents/ElecGas.pdf>
- ・谷下雅義(2009)「世帯電力需要量の価格弾力性の地域別推定」, *Journal of Japan Society of Energy and Resources*, Vol. 30, No. 5.
- ・内閣府(2007)「規制改革の経済効果—利用者メリットの分析 (改訂試算) 2007 年版—」, 『政策効果分析レポート』
- ・蓮池勝人・金本良嗣(2005)「寡占市場に関する政策評価 —卸電力取引市場の評価—」『RIETI Discussion Paper Series 05-J-024』
- ・村岡浩次(2010)「電力小売全面自由化の費用便益分析」, 『早稲田大学大学院商学研究科紀要』, 70 巻, 167-188.